Die approbierte Originalversion dieser Diplom-/Masterarbeit ist an der Hauptbibliothek der Technischen Universität Wien aufgestellt (http://www.ub.tuwien.ac.at).

The approved original version of this diploma or master thesis is available at the main library of the Vienna University of Technology (http://www.ub.tuwien.ac.at/englweb/).

TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN
VIENNA UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Diplomarbeit

Wirtschaftlicher, energetischer und ökologischer Vergleich von Technologien zur Speicherung elektrischer Energie

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades
eines Diplom-Ingenieurs

unter der Leitung von

A.o.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Reinhard Haas

und

Univ.Ass. Dipl.-Ing. Wolfgang Prüggler

E 373

Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft

eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

Sebastian Erben

9425400

Kirchfeldgasse 1

2531 Gaaden

Wien, im Jänner 2008

Kurzfassung

Die Arbeit gibt einen Überblick über mögliche Arten der Elektrizitätsspeicherung, wie hoch die jeweiligen Kosten ausfallen und mit welchen Auswirkungen auf die Umwelt zu rechnen ist. Dazu wurden für jede Speichertechnologie die Marktreifen, Anwendungsmöglichkeiten, Kosten sowie die Energiebilanz über die Lebenszeit und mögliche Auswirkungen auf die Umwelt (Emissionen etc.) recherchiert.

Die *Vorgangsweise* ist dabei wie folgt unterteilt:

- Technologiedefinition
- Internet- und Literaturrecherche
- Aufbereiten des Informationsmaterials und detaillierte Analysen zu Stromspeicherkosten, energetischer Kennwerte sowie der möglichen Einsatzbereiche

Um die wichtigsten Ergebnisse Revue passieren zu lassen, wird festgestellt, dass im unteren Leistungsbereich bis ca. 10 kW werden in Zukunft neben den heute schon üblichen Akkumulatoren in geeigneten Anwendungen auch Superkondensatoren (100 – 500 €/kW) zum Einsatz kommen werden, wenn die Energielieferung innerhalb eines kurzen Zeitraums erfolgen muss. Kostensenkungspotentiale können dabei durch entsprechende Stückzahlen und weitere Forschung erreicht werden. Lithium-Akkus (150 – 1500 €/kW) werden an Bedeutung gewinnen und längerfristig die Nickel-Cadmium-Systeme (110 – 150 €/kW) ablösen. Bei Wasserstoff/Brennstoffzellen-Systemen (ab 2400 €/kW) ist noch weitreichende Forschungs- und Entwicklungsarbeit notwendig, um die Stromspeicherkosten auf ein mit anderen Technologien vergleichbares Niveau zu senken.

Für den mittleren Leistungsbereich zwischen 10 kW und 100 MW kommen neben Akkumulatoren ebenfalls Superkondensatoren aber auch Schwungräder (200 – 600 €/kW), SMES-Systeme (supraleitende Energiespeicher; 120 – 800 €/kW) und Redox-Flow-Batterien in Frage. SMES-Systeme und Superkondensatoren präsentieren sich derzeit als am kostengünstigsten, die Frage ist aber, inwiefern diese niedrigen Kosten realistisch sind, da erst einige wenige SMES-Anlagen realisiert wurden. Durch gesteigerte Produktionsraten sind jedoch noch Kostensenkungen zu erwarten. Auch die Redox-Flow-Technologie (150 – 3000 €/kW) befindet sich noch weitgehend im Entwicklungsstadium. Bei entsprechenden Kostensenkungen könnten auch Wasserstoff/Brennstoffzellensysteme in diesem Leistungsbereich in Zukunft eine Anwendung finden.

Für große Leistungen über 100 MW kommen auch in Zukunft nur Pumpspeicher (800 – 2400 €/kW) und CAES-Anlagen (350 – 620 €/kW) in Frage. Hier ist aufgrund der Kostensituation sowie der topografischen Erfordernisse für Pumpspeicher mit einer Zunahme der CAES-Anlagen zu rechnen. Deren Emissionen im Betrieb sind aber um ein Vielfaches höher als bei Pumpspeicheranlagen, aus ökologischer Sicht wäre daher den noch in Entwicklung befindlichen adiabatischen Luftspeicherkraftwerken der Vorzug zu geben.

Superkondensatoren, SMES-Systeme und Schwungräder eignen sich vor allem zur Primärregelung von Netzen, ihr Einsatz kann überall dort erfolgen, wo mit häufigem Lastwechsel zu rechnen ist. Akkumulatoren, Redox-Flow-Batterien, aber auch Pumpspeicher und CAES-Anlagen hingegen sind aufgrund ihrer Eigenschaften für die Sekundärregelung, etwa zur Abdeckung von Lastspitzen, geeignet.

Abstract

The work gives an overview of today's electricity storage technologies, their costs and their effects on the environment. For that purpose the technical maturity, possible applications, costs, energy balance and greenhouse gas emissions were investigated for each of the storage technologies.

The *methodical procedure* was done in the following way:

- definition of possible technologies
- internet and literature research
- structuring the achieved data and analysing the storage costs, energetic characteristics and possible applications extensively

Summing up the most important results shows that in the lower power range up to 10 kW beside accumulators also supercapacitors will be used if the energy has to be delivered for just a short period of time. The necessary cost reductions can be achieved by mass production as well as further research and development. In the long run nickel-cadmium batteries (110 – 150 €/kW) will be replaced by lithium-ion batteries (150 – 1500 €/kW). Fuel cells are still very expensive (2400 €/kW and more) and cannot compete against other storage systems today.

In the middle power range between 10 kW and 100 MW beside accumulators also supercapacitors, flywheels (200 – 600 €/kW), SMES-systems (Superconducting Magnetic Energy Storage, 120 – 800 €/kW) and redox-flow batteries come into consideration. SMES-systems and supercapacitors seem to be the most competitive technology, but the low costs may be questionable as SMES-systems are still rather rare today. However their investment costs can be reduced by mass production. Redox-flow batteries are still rather expensive today (150 – 3000 €/kW), yet they are mainly in development status. Also fuel cells could be used in this power range, if their costs can be reduced.

In the upper power range beyond 100 MW the only reasonable storage systems are pumped hydro storage (800 – 2400 €/kW) and CAES-systems (Compressed Air Energy Storage, 350 – 620 €/kW). Because of the costs and the topographical needs of pumped hydro storage CAES-plants are more attractive. However, since their emissions are much higher than those of pumped hydro plants, adiabatic CAES-plants, which are in development status today, could be an interesting solution.

Supercapacitors, SMES-systems and flywheels can be used in the primary control of power grids, when frequent load changes can be expected. Accumulators, redox-flow batteries, but also pumped storage and CAES are more suitable for secondary control in power grids, for example for covering load peaks.

Inhaltsverzeichnis

1. EINLEITUNG 1

2. GRUNDLEGENDE BEMERKUNGEN 3

2.1. Notwendigkeit von Elektrizitätsspeichern 3

2.2. Arten der Elektrizitätsspeicherung 3

2.3. Internetrecherche 4

3. DIREKTE SPEICHERUNG 7

3.1. Superkapazitäten 7
3.1.1. Physikalische Grundlagen 7
3.1.2. Aufbau des Superkondensators 7
3.1.3. Anwendungsbereiche 9
3.1.4. Technische Reife, ausgeführte Anlagen 10
3.1.5. Ökonomische Aspekte 10

3.2. Supraleitende Spulen (SMES) 12
3.2.1. Physikalische Grundlagen 12
3.2.2. Aufbau, Bauformen, Konstruktionsarten 13
3.2.3. Anwendungsbereiche 13
3.2.4. Technische Reife, ausgeführte Anlagen 14
3.2.5. Ökonomische Aspekte 14

4. INDIREKTE SPEICHERUNG 15

4.1. Mechanische Speicher 15
4.1.1. Schwungradspeicher 15
4.1.2. Druckluft (CAES) 20
4.1.3. Pumpspeicherkraftwerk 29

4.2. Chemische Speicher 36
4.2.1. Akkumulatoren (Batterien) 36
4.2.2. Redox-Flow-Batterien 48
4.2.3. Wasserstoff und Brennstoffzellen 54

5. ÖKONOMISCHER, ÖKOLOGISCHER UND ENERGETISCHER VERGLEICH DER BEHANDELTEN SPEICHERTECHNOLOGIEN 63

5.1. Grundlagen für den ökonomischen Vergleich 63
5.1.1. Berechnung der Stromspeicherkosten 63
5.1.2. Sensitivitätsanalyse 64
5.1.3. Lerneffekte 65

5.2. Kurzzeitspeicher 66
5.2.1. Ökonomischer Vergleich 66
5.2.2. Ökologischer Vergleich 74

5.3. Längerfristige Speicherung 74
5.3.1. Speicher mit schneller Reaktionszeit 74
5.3.2. Speicher mit längerer Reaktionszeit 88

6. SCHLUSSFOLGERUNGEN **99**

7. ZUSAMMENFASSUNG **105**

LITERATURVERZEICHNIS **113**

ANHANG 1: SENSITIVITÄTS- UND LERNKURVEN VON BATTERIESPEICHERN **117**

ANHANG 2: INTERNETRECHERCHE **125**

1. Einleitung

Ein Leben ohne die Nutzung elektrischer Energie wäre heute nicht mehr vorstellbar. Während der Weltenergieverbrauch von Jahr zu Jahr zunimmt, bleiben die Möglichkeiten zur Stromerzeugung beschränkt. Gleichzeitig werden aber, oft nur mangels besserer Nutzungsmöglichkeiten, große Energiemengen sinnlos verschwendet. Energiespeicher bieten hier die Möglichkeit, überschüssige Energie aufzunehmen und bei Bedarf den verschiedenen Anwendungen zur Verfügung zu stellen. Dabei sollen die Auswirkungen auf die Umwelt möglichst gering gehalten werden. Die vorliegende Arbeit gibt einen Überblick über die heute bekannten Verfahren zur Speicherung elektrischer Energie und untersucht, inwiefern sich diese Methoden für einen wirtschaftlichen und ökologisch sinnvollen Einsatz eignen.

Zentrale Aufgabe ist, je nach Technologie herauszufinden, wie hoch die Kosten pro gespeicherter Kilowattstunde liegen sowie in welchem Ausmaß die Umwelt, sowohl im Regelbetrieb als auch im Fall eines Ausfalls, beeinflusst wird. Im Rahmen der ökologischen Betrachtungen wären insbesondere auch Untersuchungen zu energetischen Aspekte, wie graue Energie oder energetische Amortisation interessant gewesen. Da diesbezügliche Daten jedoch nicht für alle in dieser Arbeit behandelten Technologien verfügbar waren, wurden diese Analysen nur für bestimmte Speicherarten durchgeführt.

Als Literaturquellen dienten in erster Linie eine Studie des US-amerikanischen Department of Energy über die zu erwartenden Kosten von Elektrizitätsspeichern sowie die Endberichte zum INVESTIRE-Forschungsprojekt[1] der Europäischen Kommission und ein Vortrag von der EdF über Elektrizitätsspeicherung aus dem Jahr 2006.

Zu Beginn der Arbeit werden in einem einleitenden Kapitel zunächst die Gründe dargestellt, die eine Speicherung von Elektrizität veranlassen, sowie die prinzipiellen Methoden genannt, wie sich Elektrizität speichern lässt. Abschließend wird kurz auf die Internetrecherche eingegangen, welche die Grundlage für die vorliegende Arbeit bildet. Die Kapitel 3 und 4 stellen die verschiedenen Speichertechnologien ausführlich vor. Zunächst werden die physikalischen Grundlagen erläutert sowie eventuell verschiedene Ausführungsarten und mögliche Anwendungsbereiche beschrieben. Ferner wurde versucht, entsprechend dem Stand der Technik die neuesten Entwicklungen und Projekte auf dem Gebiet der jeweiligen Technologien vorzustellen, bevor detailliert auf die ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkte eingegangen wird. Im anschließenden zentralen Kapitel werden die einzelnen Technologien in ökonomischer und ökologischer Sichtweise miteinander verglichen, wobei aus Gründen der Übersichtlichkeit in mehrere Gruppen unterteilt wurde.

[1] http://www.itpower.co.uk/investire/

2. Grundlegende Bemerkungen

2.1. Notwendigkeit von Elektrizitätsspeichern

Für den Einsatz von Elektrizitätsspeichern gibt es, grob betrachtet, zwei Arten von Beweggründen. In vielen mobilen Anwendungen wird Unabhängigkeit von fixen Stromleitungen gefordert. Das Spektrum reicht dabei von Kleingeräten wie Mobiltelefonen bis hin zu akkubetriebenen Gabelstaplern oder Grubenlokomotiven. Der andere Grund ist die Anpassung der momentanen Last an das augenblickliche Energieangebot, indem zu Schwachlastzeiten mit Strom aus Grundlastkraftwerken Pumpspeicherkraftwerke befüllt werden, die ihrerseits dann zur Abdeckung von Lastspitzen eingesetzt werden können. Durch die zunehmende Verwendung erneuerbarer Energieträger wird dieser Faktor in Zukunft noch stärker an Bedeutung gewinnen. Während die Erzeugung konventioneller Kraftwerke im wesentlichen immer an die momentan nachgefragte Leistung angepasst werden kann, ist dies beispielsweise bei Wind- oder Solarkraftwerken nicht möglich. Hier ist die momentan maximal erzeugbare Leistung von außen begrenzt durch die augenblickliche Windgeschwindigkeit bzw. Sonneneinstrahlung. Umgekehrt wäre eine bewusste Verminderung der abgegebenen Leistung eine Verschwendung des natürlichen Angebots und hätte eine schlechtere Ausnützung des Kraftwerks zur Folge. Ähnlich motiviert ist der Einsatz von Speichern in bestimmten Industrie- sowie Nahverkehrsnetzen. Moderne elektrische Triebfahrzeuge etwa bieten die Möglichkeit einer Nutzbremsung. Im Verbund mit Elektrizitätsspeichern lässt sich die beim Bremsen anfallende überschüssige Energie für den nächsten, energieintensiven Anfahrvorgang bereithalten. Auf diese Weise kann das Versorgungsnetz entlastet und Energie gespart werden.

2.2. Arten der Elektrizitätsspeicherung

Grundsätzlich wird unterschieden zwischen direkter (ohne Umwandlung in eine andere Energieform) und indirekter Speicherung. Über lange Zeit war es eine Eigenheit der elektrischen Energie, dass sie großtechnisch und wirtschaftlich sinnvoll nur in indirekter Form gespeichert werden konnte. Erst in der jüngsten Vergangenheit wurden Technologien entwickelt, die es gestatten, Elektrizität ohne vorhergehende Umwandlung (und daher entsprechend effizienter) zu speichern. Folgende Speichereinteilung wurde getroffen (Tab. 2-1):

Tab. 2-1: Speichermöglichkeiten elektrischer Energie

Direkte Speicherung	**Indirekte Speicherung**	
elektrisch	mechanisch	chemisch
• Superkondensator • Supraleitende Spulen	• Schwungrad • Druckluft • Pumpspeicher	• Akkumulator • Redox-Flow-Batterie • Wasserstoff

Die wichtigste Kenngröße im Zusammenhang mit Energiespeichern ist die Energieeffizienz bzw. der Speicherwirkungsgrad [Rummich, 1999, Lailler, 2003]:

$$\eta_{Sp} = \frac{beim\ Entladen\ \ freigesetzte\ Energie}{für\ das\ Laden\ benötigte\ Energie} \cdot 100\ \%$$

Aufgrund unvermeidbarer Verluste ist der Speicherwirkungsgrad immer kleiner als 100 %, je nach Speichertechnologie sind verschieden hohe Speicherwirkungsgrade erreichbar.

2.3. Internetrecherche

Um einen Überblick über den derzeitigen Stand der Technik auf dem Gebiet der Elektrizitätsspeicherung zu erhalten, wurde zunächst eine Internetrecherche durchgeführt. Sie bildet einen wesentlichen Grundstock dieser Diplomarbeit. Die auf diese Weise gefundene Literatur wurde entsprechend dem Schema in Abb. 2-1 eingeteilt und ist im Anhang 2: Internetrecherche detaillierter aufgelistet. Alle diese Dokumente wurden auch in digitaler Form gesammelt und strukturiert.

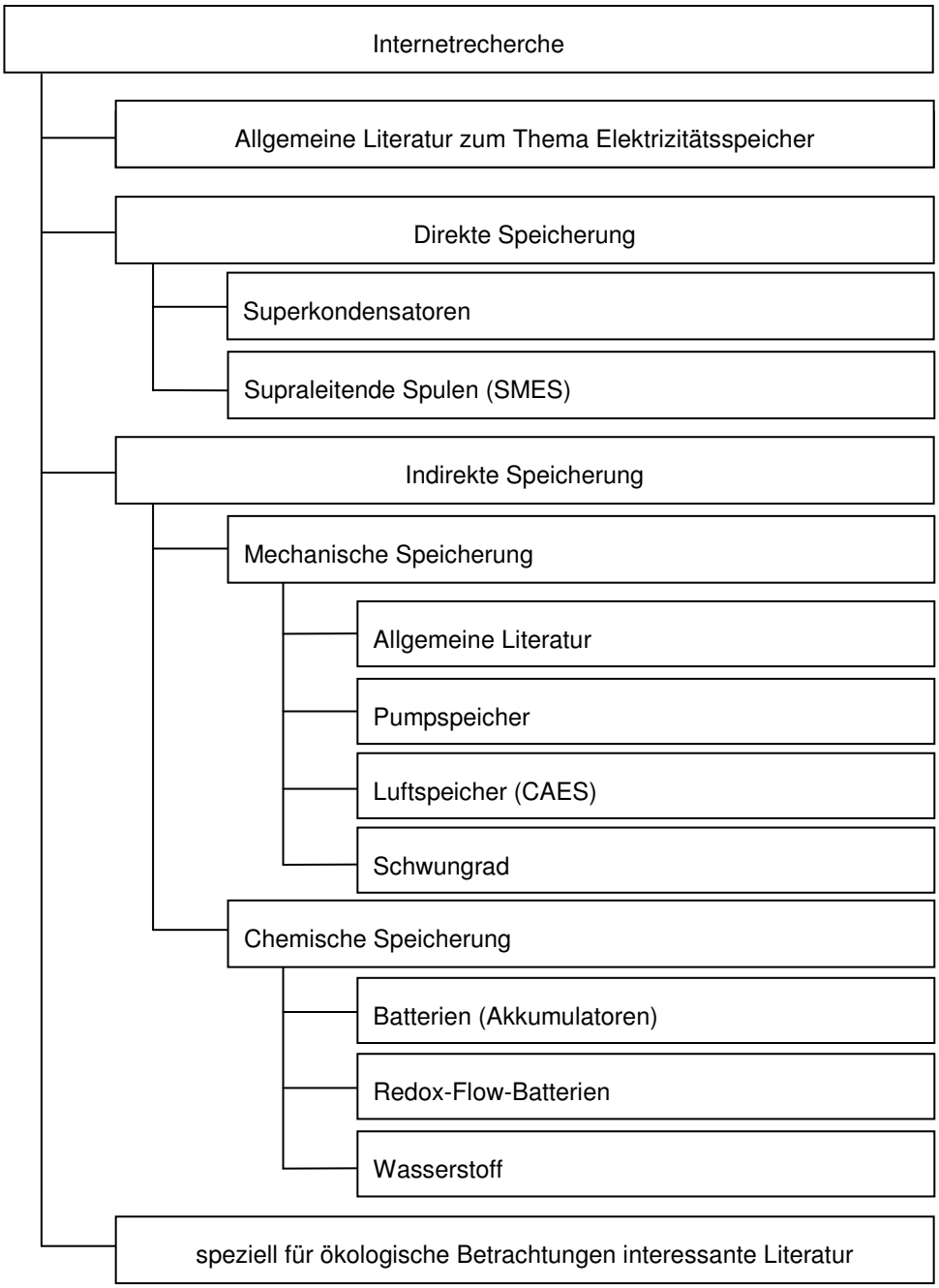

Abb. 2-1: Struktureller Aufbau des Literaturverzeichnisses zur Internetrecherche

Besonders wertvoll für diese Arbeit war einerseits eine Studie von Sandia National Laboratories für das US-amerikanische Department of Energy [Schoenung et al., 2003], die detaillierte Abschätzungen über die Kosten fast aller hier behandelten Speichertechnologien liefert, sowie ein Vortrag von der EdF [Bamberger, 2006] und die Berichte

zum INVESTIRE-Forschungsprojekt. Ähnlich hilfreich waren auch der Bericht zum GreenNet-Forschungsprojekt [Mariyappan et al., 2004], ebenfalls innerhalb des 5. EU-Rahmenprogramms. Von besonderem Wert für die ökologischen Analysen war eine Studie vom Energy Center of Wisconsin [Denholm et al., 2003] über Netto-Energiebilanz und Treibhausgasemissionen von Elektrizitätsspeichersystemen.

3. Direkte Speicherung

Als direkte Speicherung bezeichnet man die Speicherung von Elektrizität ohne Umwandlung in eine andere Energieform. Als mögliche Energiespeicher in einem elektrischen Netzwerk können Kapazitäten und Induktivitäten auftreten, dementsprechend unterscheidet man zwischen kapazitiver und induktiver Elektrizitätsspeicherung. Aus Gründen der Effizienz und Verlustminimierung kommen für die Speicherung großer Energiemengen aus heutiger Sicht nur Superkapazitäten und supraleitende Spulen in Frage.

3.1. Superkapazitäten

3.1.1. Physikalische Grundlagen

Die kapazitive Energiespeicherung basiert auf der Trennung von positiven und negativen elektrischen Ladungsträgern. Wieviel elektrische Energie W_{el} in einem Kondensator gespeichert ist, wird von dessen elektrischer Kapazität C und der Klemmenspannung U_C bestimmt [Prechtl, 1995]:

$$W_{el} = \frac{C \cdot U_C^2}{2}.$$

Die Kapazität ist abhängig einerseits vom Verhältnis der Elektrodenoberflächen zu ihrem Abstand sowie vom Isoliermedium zwischen den Elektroden, charakterisiert durch die materialabhängige Dielektrizitätszahl ε_r. Es gilt der Zusammenhang (vgl. [Prechtl, 1994])[2]

$$C = \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r \cdot f(A,d)$$

mit

ε_0 Dielektrizitätskonstante des leeren Raumes ($\varepsilon_0 = 8{,}854 \cdot 10^{-12} \frac{As}{Vm}$)

A Elektrodenoberfläche

d Abstand zwischen den Elektroden

Herkömmliche Kondensatoren (Keramik-, Wickel-, Schicht- und Elektrolytkondensatoren) besitzen Kapazitäten bis in den mF-Bereich (spezielle Typen auch darüber). Demgegenüber gibt es seit einiger Zeit neue Entwicklungen mit Kapazitäten von mehreren kF, diese so genannten Superkapazitäten (Supercapacitor, Supercap, UltraCap etc.) werden im Folgenden genauer behandelt.

3.1.2. Aufbau des Superkondensators

Superkondensatoren sind als Doppelschichtkondensator ausgeführt. Von herkömmlichen Kondensatoren unterscheiden sie sich durch die wesentlich größere Elektrodenoberfläche und einen flüssigen Elektrolyten. Als Elektrodenmaterial dienen Stoffe mit sehr hoher spezifischer Oberfläche (typischerweise zwischen 1000 und 2000 m^2/g), wie Aktivkohle (bis zu 3000 m^2/g) oder bestimmte Polymere. Zwischen den Elektroden befinden sich der Elektrolyt sowie ein elektrisch isolierender, jedoch ionendurchlässiger Separator. Die im Elektrolyt dissoziierten Ionen wandern nun je nach Polarität zu den Elektroden und bilden

[2] Das tatsächliche Aussehen der Funktion $f(A,d)$ hängt von der geometrischen Gestalt des Kondensators ab.

dort eine nur wenige Atomlagen dicke elektrische Doppelschicht, die wie ein Dielektrikum wirkt. Auf diese Weise sind spezifische Kapazitäten von bis zu 150 F/g erreichbar.

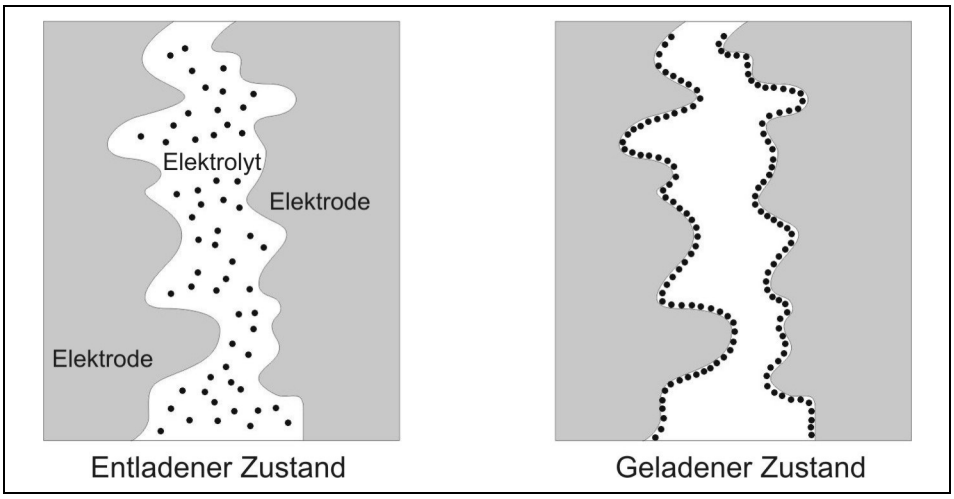

Abb. 3-1: Zur Funktionsweise des Doppelschichtkondensators (nach [Willer, 2003])

Als Elektrolyt kommen zwei Arten von Flüssigkeiten in Frage. Wässrige Elektrolyte (Säuren und Basen, etwa H_2SO_4 oder KOH) begrenzen die Kondensatorspannung auf 1 V, besitzen aber im Gegensatz zu den organischen Elektrolyten den Vorteil, dass sie, besonders bei Kohleelektroden, durch zusätzliche Redoxprozesse an den Oberflächen eine zweite Kapazität, Pseudokapazität genannt, aufbauen, wodurch die gesamte Kapazität des Kondensators steigt. Dies kann bis zur Verdoppelung des „ursprünglichen" Kapazitätswertes führen. Organische Elektrolyte erlauben Kondensatorspannungen bis 3 V. Das Problem aller dieser Elektrolyte ist aber die Leitfähigkeit, besonders bei tieferen Temperaturen. So ist Acetonitril das einzige Lösungsmittel, das auch bei -30 °C noch eine fast unveränderte Zellenleistung gewährleistet. Trotz seiner Toxizität wird es heute in der weitaus überwiegenden Zahl aller organischen Superkondensatoren verwendet.

Tab. 3-1: Charakteristische Daten von Superkondensatoren (nach [Willer, 2003, Cole et al., 2006])

max. Zellspannung[3]	V	1 bzw. 3
Betriebstemperatur	°C	-40 ... +60
Energiedichte[4]	Wh/kg	0,1 ... 5
Leistungsdichte[5]	kW/kg	0,1 ... 10
Zyklenanzahl		100 000 ... 500 000
Energieeffizienz	%	85 ... 98
Selbstentladung	%/48 h	4 – 100
typische Zugriffszeit		Millisekunden
typische Entladezeit	s	bis 5
typische Ladezeit	s	5 – 60

[3] je nach verwendetem Elektrolyt

[4] Für die Zukunft werden 10 Wh/kg angestrebt.

[5] während 30 s

Einige charakteristische Daten von Superkondensatoren sind in der Tab. 3-1 zusammengefasst.

Werden mehrere Superkondensatoren zu größeren Systemen zusammengeschlossen, so sind zusätzliche Einrichtungen zum Ausgleich der einzelnen Zellspannungen untereinander vorzusehen.

3.1.3. Anwendungsbereiche

Superkapazitäten haben eine Reihe von Vorteilen, die sie für die Verwendung als kurzfristige Energiespeicher interessant machen [Bodach et al., 2003]:

- sehr hohe Kapazität (mehrere kF)
- hohe Leistungsdichte
- sehr hohe Zyklenzahl
- geringer Innenwiderstand
- Wartungsfreiheit
- Schnellladefähigkeit
- Tiefentladungsfestigkeit

Als Nachteile sind zu nennen:

- hohe Kosten
- niedrige Energiedichte
- hohe Selbstentladungsrate (vernachlässigbar bei der Verwendung als Kurzzeitspeicher)
- wegen der variablen Spannung ist zusätzliche Elektronik notwendig

Als Beispiel für einen im Handel erhältlichen Superkondensator sei der UltraCap Single cell 5000 F/2,5 V von EPCOS genannt (Tab. 3-2):

Tab. 3-2: Ausgewählte Kenndaten des UltraCap Single cell 5000F/2,5V (Quelle: EPCOS, 2005)

Nennkapazität	5000 F
Nennspannung	2,5 V
Leistungsdichte	2,0 kW/kg
Energiedichte	4,1 Wh/kg
Zyklenzahl	500 000
Betriebstemperatur	-30 °C…+70 °C

Aufgrund ihrer Eigenschaften eignen sich Superkapazitäten besonders zur Spannungspufferung, wie sie etwa aufgrund der wechselnden Sonneneinstrahlung bei Photovoltaikanlagen sinnvoll ist. Untersuchungen der TU Chemnitz beispielsweise haben ergeben, dass über einen größeren Zeitraum durch den Einsatz von Superkondensatoren die Spannungsschwankungen beinahe vollständig ausgeglichen werden können.

Darüberhinaus sind Superkapazitäten überall dort geeignet, wo es gilt, mit schneller Zugriffszeit relativ kurzfristig Energie zu speichern. Im nun folgenden Abschnitt werden Anlagenkonzepte vorgestellt, welche die Superkondensator-Technologie nutzen.

3.1.4. Technische Reife, ausgeführte Anlagen

● Speichersystem SITRAS® SES von Siemens für Nahverkehrssysteme

SITRAS® SES basiert auf Superkondensatoren mit einer Gesamtkapazität von 64 F und einem Energieinhalt von 2,3 kWh, damit können pro Stunde bis zu 65 kWh elektrische Energie eingespart werden (Quelle: Siemens, SITRAS® SES Produktbeschreibung). Beispielsweise konnten während des Testbetriebes bei den Kölner Verkehrsbetrieben von 2001 bis 2003 durch den Einsatz von SITRAS® SES im August 2001 gegenüber dem Vorjahr Energieeinsparungen von rund 15 000 kWh nachgewiesen werden, ein Umstand, der sich nicht nur auf die Betriebskosten, sondern auch auf den CO_2-Ausstoß positiv auswirkt.

Als Energiespeicher ist SITRAS® SES außerdem in der Lage, die Netzspannung zu stützen und somit für bessere Spannungsqualität zu sorgen. Unterschreitet die Netzspannung einen bestimmten Wert, so speist das System automatisch Energie ins Netz ein, um die Spannung zu stützen. Ist der Speicher entladen, so kann er sowohl durch die beim Bremsen freigesetzte Energie als auch vom Unterwerk wieder aufgeladen werden. So konnte während des Testeinsatzes bei der Metro de Madrid im Jahr 2002 eine deutliche Verbesserung der Spannungshaltung festgestellt werden.

● Superkondensatoren als Kurzzeitspeicher auf dieselelektrischen Lokomotiven

Ausgehend von SITRAS® SES plant Siemens für dieselelektrische Lokomotiven[6] ein Speichersystem, das die Bremsenergie aufnehmen und beim Wiederanfahren den Fahrmotoren zur Verfügung stellen soll, um den Kraftstoffverbrauch zu senken. Entwicklungsziel ist, während des Stationsaufenthaltes den Dieselmotor überhaupt abzustellen und die zum Anfahren benötigte Energie ausschließlich aus dem Speicher bereitzustellen [Gerl, 2006].

● Superkondensatoren als Kurzzeitspeicher auf O-Bussen

Im Jahr 2006 plante die Barnimer Busgesellschaft (BBG) aus Eberswalde (Deutschland), einen ihrer O-Busse versuchsweise mit einem Schwungradspeicher anstelle des bisher verwendeten dieselbetriebenen Hilfsmotors auszurüsten. Durch diesen Umbau erwartete man sich für den Betrieb Energieeinsparungen von bis zu 25 %. Aufgrund ungelöster Sicherheitsprobleme musste dieses Projekt jedoch gestoppt und dahingehend abgeändert werden, sodass nun ein Hybridspeichersystem aus Superkondensatoren und Lithium-Ionen-Akkus an die Stelle des Schwungrades tritt [RWS 2006, 2007].

3.1.5. Ökonomische Aspekte

Obwohl die Kosten von Superkondensatoren in den letzten Jahren stark gesunken sind, ist diese Speichertechnologie derzeit noch immer relativ kostspielig. Die Gründe dafür liegen in noch mangelnder Erfahrung und beschränkten Produktionsraten. Es kann aber angenommen werden, dass bei weiteren Produktionssteigerungen die Preise noch weiter zurückgehen werden, wie es auch schon in der Vergangenheit der Fall war. Einen Überbllick über die Kostenentwicklung seit 1997 gibt Tab. 3-3.

[6] Diesellokomotive, deren Verbrennungsmotor einen Generator antreibt, welcher seinerseits die Fahrmotoren mit Strom versorgt.

Tab. 3-3: Kostenentwicklung von Superkondensatoren [Willer, 2003]

	€/Wh	€/F
1997	150 ... 500	0,08 ... 0,3
2002	50 ... 150	0,03 ... 0,08
2005[7]	*16*	*0,01*

Abb. 3-2 stellt diese Kostenentwicklung graphisch dar.

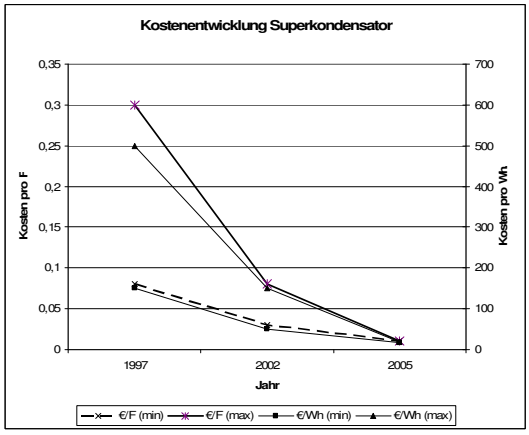

Abb. 3-2: Kostenentwicklung von Superkondensatoren in den Jahren 1997 bis 2005 (Werte nach [Willer, 2003])

Für die Investitionskosten gibt [Bamberger, 2006] den Bereich zwischen 100 und 500 €/kW an, in diese Bandbreite fällt auch eine Studie für das US Department of Energy (DOE) aus dem Jahr 2003, die für die Kosten von Supercaps-Speicher die folgenden Richtwerte angibt (Tab. 3-4, [Schoenung et al., 2003]). Für die Umrechnung in Euro wurde ein Umrechnungsfaktor von 1 € = 1,15 $ bzw. 1 $ = 0,870 € angenommen und sinnvoll gerundet, dies entspricht dem durchschnittlichen Wechselkurs im Jahr 2003.

Tab. 3-4: Kosten von Superkapazitäten [Schoenung et al., 2003]

energiebezogene Kosten	€/kWh	26.100
leistungsbezogene Kosten	€/kW	261
Anlagenperipherie	€/kWh	k. A.
Betrieb und Instandhaltung	€/(kW·a)	4,35
Lebensdauer	a	k. A.
Ersetzungskosten	€/kWh	--
Gesamter Wirkungsgrad	%	95
Speicherverluste	%	0,01

Für die wirtschaftlichen Betrachtungen in Kap. 5 dient daher der Bereich zwischen 100 und 500 €/kW als Grundlage.

Die relativ hohen Investitionskosten können aber zu einem gewissen Teil durch den niedrigen erforderlichen Wartungsaufwand wieder wettgemacht werden. Die DOE-Studie beziffert den jährlichen Wartungsaufwand mit 4,35 €/kW (siehe Tab. 3-4), den Ergebnis-

[7] für 2005 angestrebte Werte

sen des INVESTIRE-Forschungsprojektes zufolge bedürfen Superkondensatoren überhaupt keiner Wartung. Die wirtschaftliche Lebensdauer beträgt dabei nach einer Untersuchung der Universität Leuven [Cole et al., 2006] „mehr als 10 Jahre“. Als mögliches Einsatzgebiet nennt diese Studie den Leistungsbereich bis 150 kW, [Bamberger, 2006] spricht von möglichen Leistungen bis 300 W.

3.2. Supraleitende Spulen (SMES[8])

SMES-Systeme speichern elektrische Energie in einem magnetischen Feld, wobei ähnlich wie bei den kapazitiven Energiespeichern keine Umformung der Energie erfolgt. Zwar sind SMES-Systeme derzeit noch relativ wenig verbreitet, doch bietet sich ein breiter Anwendungsbereich, sodass ihre Behandlung im Rahmen dieser Arbeit gerechtfertigt erscheint.

3.2.1. Physikalische Grundlagen

Wird eine (ideale) Spule mit der Induktivität L von einem Strom der Stärke I durchflossen, dann beträgt die in der Spule gespeicherte Energie [Prechtl, 1995]

$$W_{ind} = \frac{L \cdot I^2}{2}$$

Ideale Spule deshalb, da ihre elektrische Leitfähigkeit unendlich gut (hoch) ist. In der Realität eingesetzte Spulen besitzen jedoch unter „gewöhnlichen“ Bedingungen immer nur eine endliche, mehr oder weniger hohe Leitfähigkeit, die sich im ohm’schen Widerstand R ausdrückt und die thermische Verlustleistung [Prechtl, 1994]

$$P_{th,V} = R \cdot I^2$$

verursacht. Bei gewissen Leitermaterialien hat sich jedoch gezeigt, dass bei ausreichend tiefer Temperatur des Leiters ab einem bestimmten, kritischen Temperaturwert T_C (auch Sprungtemperatur genannt) kein ohm’scher Widerstand mehr nachweisbar ist. Dieser Effekt wird als Supraleitung bezeichnet. Ob der Widerstand tatsächlich verschwindet, oder nur unmessbar klein wird, konnte noch nicht eindeutig festgestellt werden, durch Versuche belegt ist aber, dass ein Strom drei Jahre lang im Kreis floss, ohne nachweisbar an Stärke zu verlieren [Fasching, 1994].

Entsprechend ihrer Sprungtemperatur unterscheidet man zwei Arten von supraleitenden Materialien. „Klassische“ Supraleiter, hauptsächlich Niob- und Titanlegierungen, sind seit Mitte der 1960er-Jahre großtechnisch verfügbar. Diese auch als Tieftemperatur-Supraleiter bekannten Materialien besitzen äußerst niedrige kritische Temperaturen, typischerweise zwischen 8 und 11 K. Sie müssen mit flüssigem Helium gekühlt werden und können daher nur in wärmeisolierten Behältern (Kryostaten) betrieben werden. Dementsprechend hoch sind der dafür notwendige Aufwand und die damit verbundenen Kosten. Nichtsdestoweniger werden Tieftemperatur-Supraleiter heute in Medizin und Forschung in großem Maßstab eingesetzt. In anderen Bereichen konnten sie sich wegen der Komplexität der Anlagen und nicht zuletzt auch aufgrund der hohen Kosten in größerem Ausmaß bisher jedoch noch nicht durchsetzen [Juengst, 2004].

Ab 1986 wurden jedoch mehrere keramische Werkstoffe mit kritischen Temperaturen von bis zu etwa 160 K entdeckt, sie werden Hochtemperatur-Supraleiter (HTS) genannt [Fasching, 1994]. Diese können im Gegensatz zu den Tieftemperatur-Supraleitern mit flüssigem Stickstoff gekühlt werden, der nicht nur wesentlich billiger als flüssiges Helium ist, sondern auch weniger Aufwand bei den Kühleinrichtungen verursacht und weltweit

[8] SMES: Superconducting Magnetic Energy Storage

verfügbar ist. Diese Vorteile machen HTS attraktiv für eine ganze Reihe von Anwendungen in der Energieversorgung. [Juengst, 2004].

3.2.2. Aufbau, Bauformen, Konstruktionsarten

Wie schon aus obiger Einleitung entnommen werden kann, ist bei SMES-Systemen neben dem eigentlichen Speicher (Induktivität) und dazugehöriger Leistungs- und Steuerelektronik auch eine Kühleinrichtung samt Kühlmittelspeicher notwendig, um die erforderlichen niedrigen Temperaturen gewährleisten zu können. Als Kühlmittel wird im allgemeinen flüssiges Helium verwendet. Der schematische Aufbau eines SMES-Systems ist in der Abb. 3-3 dargestellt.

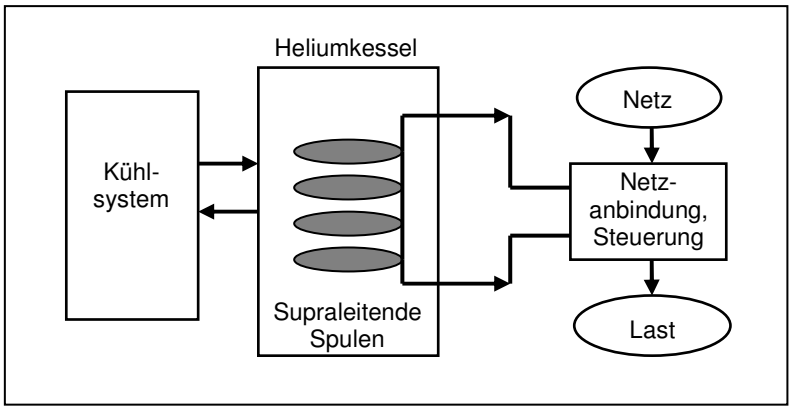

Abb. 3-3: Prinzipieller Aufbau eines SMES-Speichers (nach [Mariyappan et al., 2004])

3.2.3. Anwendungsbereiche

SMES zeichnen sich durch eine Reihe von Vorteilen aus [Hellerschmied, 2004, Mariyappan et al., 2004]:

- sehr hohe Effizienz (> 95%)
- sehr kurze Ladezeit (Minutenbereich)
- sehr schnelle Verfügbarkeit der gespeicherten Energie (ms)
- auch bei kleiner gespeicherter Energie sind hohe Leistungen möglich
- Wirk- und Blindleistung unabhängig voneinander einstellbar
- hohe Zyklenzahl
- lange Lebensdauer
- enthalten keine gefährlichen Stoffe
- produzieren im Betrieb keine schädlichen Emissionen

Als Nachteile sind in erster Linie zu nennen [Hellerschmied, 2004, Mariyappan et al., 2004]:

- kontinuierliche Kühlung und thermische Isolation notwendig
- hohe Anschaffungskosten (im Vergleich zu Batterien)
- hohe Betriebskosten aufgrund der Kühlung
- geringer Energieinhalt
- Energielieferung nur über kurzen Zeitraum möglich

Aufgrund dieser Eigenschaften eignen sich SMES für all jene Anwendungsfälle, wo es in erster Linie darum geht, in relativ kurzer Zeit große Leistungen bereitzustellen oder aufzunehmen, wie beispielsweise

- unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)
- Stabilisierung von Netzen
- Ausgleich von Leistungsschwankungen
- Generierung von Hochleistungspulsen

in einem Leistungsbereich bis 10 MW [Hellerschmied, 2004, Juengst, 2004]. Typische Entladezeiten liegen dabei bei mehreren Minuten [Bamberger, 2006]

3.2.4. Technische Reife, ausgeführte Anlagen

Obwohl der großtechnische Durchbruch der Tieftemperatur-Supraleiter bisher ausblieb, hat sich im Bereich 10 MWs/10 MW für Hochleistungs-USV-Anlagen und Anlagen zur Netzstabilisierung ein gewisser Markt entwickelt. Mittels SMES gelang es auch, starke Leistungsschwankungen in Industrienetzen so gut zu kompensieren, dass sie im Versorgungsnetz kaum noch nachzuweisen waren. Ein Einsatz von SMES zur Glättung der von Sonnen- und Windkraftwerken abgegebenen Leistung wird zur Zeit diskutiert.

In Nordrhein-Westfalen errichtete die Firma ACCEL Instruments GmbH eine 2 MJ-Speicheranlage, um für eine Laboranlage der Dortmunder Elektrizitäts- und Wasserwerke die geforderte Spannungsqualität sicher zu stellen. Die Anlage ist konzipiert, während 8 s 200 kW zur Verfügung zu stellen.

3.2.5. Ökonomische Aspekte

Je nach Quelle werden für die Investitionskosten von SMES-Systemen verschieden große Bandbreiten genannt. [Bamberger, 2006] nennt Kosten zwischen 200 und 800 €/kWh, [Bolund et al., 2006] liegt etwas darunter und spricht von 120 – 210 €/kW. Die DOE-Studie [Schoenung et al., 2003] gibt für die Kosten von SMES-Speicher die folgenden Werte an (Tab. 3-5):

Tab. 3-5: Kosten von SMES-Systemen [Schoenung et al., 2003]

energiebezogene Kosten	€/kWh	43.500
leistungsbezogene Kosten	€/kW	174
Anlagenperipherie	€/kWh	k. A.
Betrieb und Instandhaltung	€/(kW·a)	8,7
Lebensdauer	a	k. A.
Ersetzungskosten	€/kWh	--
Gesamter Wirkungsgrad	%	95
Speicherverluste	%	1

Den wirtschaftlichen Betrachtungen in Kap. 5 dient daher der Bereich zwischen 120 und 800 €/kW als Grundlage.

Die schon in 3.1.5 zitierte Untersuchung der Universität Leuven [Cole et al., 2006] rechnet für SMES-Systeme mit einer Lebensdauer von etwa 30 Jahren, als sinnvolles Einsatzgebiet kommen Leistungen zwischen 10 kW und 3 MW in Frage, [Bamberger, 2006] hingegen spricht von bis zu 20 MW.

4. Indirekte Speicherung

Unter indirekter Speicherung wird, im Gegensatz zur direkten Speicherung, die Speicherung von elektrischer Energie in einer anderen Energieform verstanden. Für die gespeicherte Energieform kommen vor allem mechanische und chemische Energie in Betracht. Indirekte Speicher können die Energie zum Teil über einen längeren Zeitraum halten als direkte Speicher, allerdings ist zu bedenken, dass aufgrund der Wandlung zwischen elektrischer und gespeicherter Energie zusätzliche Verluste auftreten.

4.1. Mechanische Speicher

Mechanische Speicher speichern die elektrische Energie in Form von potentieller oder kinetischer Energie. Zur Speicherung potentieller Energie eignen sich Pumpspeicher- und Druckluftspeicherkraftwerke, für die Speicherung kinetischer Energie haben sich Schwungradspeicher als sinnvoll erwiesen.

4.1.1. Schwungradspeicher

4.1.1.1. Grundlagen

Schwungräder speichern elektrische Energie in Form von kinetischer Energie. Während des Aufladevorganges wird das Schwungrad von einem Elektromotor in Rotation versetzt, bis die maximale Drehzahl erreicht ist (Speicher vollständig geladen). Benötigt man nun elektrische Energie, so wird der Motor als Generator betrieben und das System kann während einer bestimmten Zeit bei gleichzeitiger Abnahme der Drehzahl Strom erzeugen.

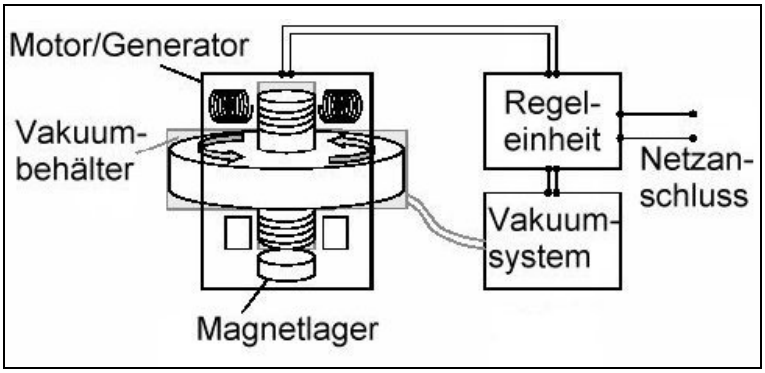

Abb. 4-1: Prinzipieller Aufbau eines Schwungradspeichers

Die wesentlichen Komponenten eines Schwungradspeichers sind nach [Mariyappan et al., 2004]:

- Magnetlager
- Behälter (evakuiertes Stahlrohr)
- Rotor
- Motor/Generator
- mechanisches Traglager
- Regeleinheit zur Gewährleistung stabiler Ausgangsspannung und –strom bei abnehmender Drehzahl

Nach [Rummich, 1981] kann in einem Schwungrad die spezifische Rotationsenergie

$$w_{rot} = \frac{W_{rot}}{m} = \frac{1}{C} \cdot \frac{\sigma_{\varphi,\max}}{\rho} \cdot \frac{1}{4} \cdot \left[1 - \left(\frac{n_{\min}}{n_{\max}} \right)^2 \right]$$

gespeichert werden. Dabei ist n die jeweilige Drehzahl, ρ die Materialdichte und $\sigma_{\varphi,max}$ die maximal zulässige Normalspannung in tangentialer Richtung. C ist eine Konstante und hängt vom Material und den Abmessungen des Schwungrades ab. Für $\sigma_{\varphi,max}$ gilt der Zusammenhang

$$\sigma_{\varphi,\max} = C \cdot \rho \cdot \omega_{\max}^2 \cdot r_a^2 ,$$

die Abhängigkeit von σ_φ vom Radius des Schwungrades wird beschrieben durch

$$\sigma_\varphi(r) = \rho \cdot \omega^2 \cdot r_a^2 \cdot \left[\frac{r^2}{r_a^2} + \frac{3+\mu}{8} \cdot \left(1 + \frac{r_i^2}{r^2} + \frac{r_i^2}{r_a^2} - 3 \cdot \frac{r^2}{r_a^2} \right) \right]$$

mit der Winkelgeschwindigkeit ω, dem Radius r (Innenradius r_i, Außenradius r_a) sowie der Querdehnungszahl μ.

Als ein Kennwert für die Festigkeit eines Materials ist die so genannte Reißlänge definiert:

$$l_R = \frac{\sigma}{\rho \cdot g},$$

sie ist jene Länge, bei der ein hängender Stab des betreffenden Materials aufgrund seines Eigengewichtes reißt, und kann bis zu mehreren 10^5 m betragen. Leider weisen Materialien hoher Reißlänge nur begrenzte Dichte auf, wie auch der folgenden Tabelle (Tab. 4-1) zu entnehmen ist.

Tab. 4-1: Charakteristische Daten verschiedener Schwungradmaterialien [Rummich, 1999]

Material	Reißlänge [km]	Dichte [kg/dm^3]	max. Energiedichte [Wh/kg]
Al-Legierung	20	2,7	21
hochfester Stahl	30	7,9	48 – 50
Quarzfaser-Verbundstoff	720	2,1	> 800

Die weitaus größten Energiedichten können also bei Faserverbundstoffen erreicht werden, wobei jedoch zu beachten ist, dass diese hohen Energiedichten aus den hohen zulässigen Drehzahlen (bis 90 000 U/min) resultieren, und daher das Problem des Auswuchtens eine entscheidende Rolle spielt.

Schwungradspeicher besitzen eine Reihe von Vorteilen [Mariyappan et al., 2004]:

- lange Lebensdauer
- kompakt
- hohe Leistungsdichte (schnell auflad- bzw. entladbar)
- hohe Energiedichte (4 – 5 mal höher als herkömmliche Batterien)
- hohe Effizienz (bis 80 %)
- geringer Wartungsaufwand
- unempfindlich gegenüber Temperaturschwankungen
- gute Umweltverträglichkeit (abgasfrei, kommt ohne schädliche Chemikalien aus)
- relativ unempfindlich gegenüber schlechten Betriebsbedingungen (z.B. hat Tiefentladung keine Auswirkung auf Lebensdauer)

Allerdings gibt es auch bei den Schwungradspeichern bestimmte Nachteile, wie

- hohe Kosten (über die Lebensdauer aber geringer als bei Batterien)
- Sicherheitsaspekte bezüglich des Rotors
- wenn ein Teil ausfällt, muss das gesamte System außer Betrieb genommen werden

4.1.1.2. Schwungradkonstruktionen

Entsprechend der Definitionsgleichung für die Rotationsenergie existieren zwei Lösungsansätze zur Erzielung hoher Energieinhalte. Setzt man auf hohe Trägheitsmomente, so kommen vor allem Schwungräder aus Stahl in Frage. Das weltweit größte Stahlschwungrad befindet sich am Max-Planck-Institut für Plasmaphysik in Garching und wird zur Stoßleistungserzeugung bei Fusionsexperimenten eingesetzt. Es hat einen Durchmesser von 2,9 m, und bei einer Masse von 223 t ergibt sein Trägheitsmoment 250 000 kg m^2. Im Betrieb liegt die Drehzahl zwischen 1650 und 1275 U/min, die nutzbare Energie beträgt 1450 MWs. Je nach Drehzahl machen die Verluste zwischen 1500 und 880 kW aus, das Hochfahren aus dem Stillstand dauert etwa eine Viertelstunde [Rummich, 1999].

4.1.1.3. Technischer Reifegrad, Anwendungsmöglichkeiten, ausgeführte Anlagen

- **historische Anwendungen: der Gyrobus**

Um 1950 entwickelte die Schweizer Maschinenfabrik Oerlikon den so genannten Gyrobus[9], einen elektrisch betriebenen Autobus, bei dem die Antriebsenergie von einem Schwungrad bereitgestellt wurde. Dieser Speicher konnte an den Endstationen über Ladestationen, die an das örtliche Stromnetz angeschlossen waren, aufgeladen werden, nahm aber weiters auch die beim Bremsen anfallende Überschussenergie auf. Das Schwungrad hatte einen Durchmesser von 1,6 m, eine Nenndrehzahl von 3000 U/min und wog etwa 3 t. Die Leistung der Gyrobusse betrug 74 kW, die Reichweite 20 km. Ab Oktober 1953 verkehrten drei derartige Gyrobusse auf einer 4,5 km langen Linie zwischen den Städten Yverdon-les-Bains und Grandson, in verschiedenen anderen Städten wurden Versuchs- und Vorführfahrten unternommen. Das System zeichnete sich vor allem durch einen leisen und abgasfreien Betrieb ohne Oberleitung aus, wovon besonders die Anrainer an der Strecke profitierten. Allerdings waren die Busse mit 11,5 t Dienstmasse deutlich schwerer als ein vergleichbarer Dieselbus (8 t), auch gab es Probleme mit der Lagerung des Schwungrades, sodass bereits im Jahre 1960 der Gyrobusbetrieb wieder endete.

- **moderne Anwendungen**

In verschiedenen Bereichen sind heute Schwungradspeicher Stand der Technik. Handelsübliche Systeme können Leistungen von 250 kW während 20 s bis hin zu 2,5 MW über 5 min bereitstellen und eignen sich somit von der Kurzzeitspeicherung von Strom (auch aus erneuerbaren Energieträgern) bis zu Einsätzen im Bereich der Power Quality [Mariyappan et al., 2004]. So konnten beispielsweise bei einer Bahnlinie in Japan durch Nutzung von Schwungradspeichern die Schwankungen der Fahrleitungsspannung um rund 40% gesenkt werden [Rummich, 1999].

RWE Piller – POWERBRIDGE:

Gegen Ende der 1990er-Jahre war der Verkehr auf der Überland-Straßenbahn der Hannoverschen Verkehrsbetriebe so stark angestiegen, dass beim gleichzeitigen Anfahren zweier Züge die Fahrdrahtspannung häufig so sehr einbrach, dass die Strecken-

[9] Gyro: durch Rotationsenergie angetriebene Maschine

schalter auslösten und abschalteten, da sie einen vermeintlichen Kurzschluss registrierten. Abhilfe hätte die Errichtung eines zusätzlichen Unterwerkes schaffen können, doch entschieden sich die Hannoverschen Verkehrsbetriebe stattdessen zur Anschaffung von vier Energiespeichern POWERBRIDGE von RWE Piller. Dabei handelt es sich um rotierende Schwungradspeicher, die sich bei Energieüberschuss (etwa beim Bremsen der Züge) aufladen und diese Energie bei Energiemangel ins Netz wieder abgeben. Der Einsatz von POWERBRIDGE ermöglichte den Hannoverschen Verkehrsbetrieben Energieeinsparungen von jährlich bis zu 500 MWh, darüberhinaus konnten gegenüber der Errichtung eines zusätzlichen Unterwerkes 50% der Kosten eingespart werden.

Tab. 4-2 fasst die wichtigsten Daten von POWERBRIDGE zusammen. Mittlerweile sind weltweit mehr als 500 POWERBRIDGE-Systeme installiert. Neben Anwendungen in Nahverkehrssystemen sind POWERBRIDGE-Systeme auch geeignet für Walzwerke, Druckereien ebenso wie für Achterbahnen – überall, wo Pendellasten auftreten.

Tab. 4-2: Ausgewählte Kenndaten des RWE Piller POWERBRIDGE-Energiespeichers [Habel, 2002]

Installation	2x 2 Systeme
Nutzbare Energie	4,6 MWh je System
Max. Leistung	1000 kW je System
Drehzahlbereich	1800 – 3600 U/min
Leistungselektronik	Thyristor-Umrichter
Abmessungen (BxTxH)	2100 x 1400 x 1900 mm je System
Gewicht	6000 kg je System
Spannungshaltung	450 – 800 V
Energiesparpotential	insgesamt bis zu 500 MWh jährlich

Laufende Forschungs- und Pilotprojekte befassen sich mit Anwendungsmöglichkeiten in der elektrischen Traktion wie auch mit der direkten Kopplung von Schwungradspeichern mit Windkraftanlagen [Mariyappan et al., 2004].

Nicht zu vergessen ist, dass die Turbinen und Generatoren in sämtlichen konventionellen Kraftwerken bei stoßartigen Laständerungen ebenfalls als Schwungradspeicher fungieren, bis die Kraftwerksregelung mit den notwendigen Schritten auf die neue Belastung reagiert.

4.1.1.4. Ökonomische Aspekte

Für Schwungradspeicher gibt [Bamberger, 2006] den Bereich zwischen 200 und 600 €/kW an. [Ruddell, 2003] bewegt sich in einer ähnlichen Größenordnung und nennt für Schwungradsysteme mit einer Entladedauer von 5 s den Kostenbereich von 175 bis 440 €. In diesem Bereich liegt auch die DOE-Studie, sie gibt für Schwungradspeicher in DG-Anwendungen (100 – 2000 kW/50 – 8000 kWh) die folgenden Richtwerte an (Tab. 4-3; Hochgeschwindigkeits-Schwungrad mit 18 kW Leistung).

Tab. 4-3: Kosten von Schwungradspeichern in DG-Anwendungen [Schoenung et al., 2003]

energiebezogene Kosten	€/kWh	870
leistungsbezogene Kosten	€/kW	261
Anlagenperipherie	€/kWh	0
Betrieb und Instandhaltung	€/a	870
Lebensdauer	a	k. A.
Ersetzungskosten	€/kWh	--
Gesamter Wirkungsgrad	%	95
Selbstentladung	%/h	0,05

Beim Einsatz von Schwungrädern in PQ-Anwendungen (0,1 – 2 MW/0,028 – 16,67 kWh) ergeben sich teilweise beträchtlich andere Werte, wieTab. 4-4 zeigt.

Tab. 4-4: Kosten von Schwungradspeichern in PQ-Anwendungen [Schoenung et al., 2003]

energiebezogene Kosten	€/kWh	870 – 108.750
leistungsbezogene Kosten	€/kW	261 – 290
Anlagenperipherie	€/kWh	k. A.
Betrieb und Instandhaltung	€/(kW·a)	4,35
Lebensdauer	a	> 16
Ersetzungskosten	€/kWh	13.900
Gesamter Wirkungsgrad	%	90 – 95

Die doch sehr hohen energiespezifischen Kosten resultieren aus der Tatsache, dass Speicheranlagen im PQ-Bereich im allgemeinen jeweils nur für kurze Zeit (Sekunden- bis Minutenbereich) tatsächlich Energie liefern und daher die auf die tatsächlich gelieferten Kilowattstunden bezogenen Anschaffungs- und Wartungskosten naturgemäß um einiges höher liegen als bei Anlagen, die mehr oder weniger kontinuierlich Energie bereitstellen. Weiters hängen bei Schwungrädern aus Faserverbundstoffen die energiebezogenen Kosten auch stark vom Produzenten ab, während die Kosten von Stahlschwungrädern relativ herstellerunabhängig bei etwa 43.500 €/kWh liegen. Beim Vergleich von Schwungrädern aus Stahl bzw. Faserverbundstoff ist außerdem zu berücksichtigen, dass Stahl als Werkstoff zwar bedeutend billiger ist als Faserverbundstoff (zwischen 3,5 und 4,4 €/kg bzw. 96 €/kg), mit Faserverbundmaterialien aber wesentlich höhere Energiedichten erzielt werden können und sich daher der scheinbare Kostenvorteil des Stahls relativiert. Den Analysen in Kap. 5 werden Investitionskosten zwischen 200 und 600 €/kW zugrunde gelegt.

Als sinnvolles Einsatzgebiet nennt [Bamberger, 2006] den Leistungsbereich zwischen 0,1 und 2 MW. [Cole et al., 2006] dagegen sieht ein größeres Anwendungsfeld zwischen 5 kW und 3 MW, für die Lebensdauer kann mit etwa 20 Jahren gerechnet werden.

4.1.2. Druckluft (CAES[10])

Druckluft ist in Industrie und Gewerbe als Kraftquelle weit verbreitet. Schätzungsweise 9 bis 18% des industriellen Energiebedarfes werden für die Bereitstellung von Druckluft verwendet [Zsebik, 2003]. Die Erzeugung von Druckluft ist im allgemeinen sehr energieaufwendig, von der zur Kompression benötigten Energie stehen am Verbraucher nur etwa 24 – 32 % an Druckluftenergie zur Verfügung. Beispielsweise benötigt ein handelsüblicher Verdichter bei einem Druck von 8 bar eine spezifische Leistung von 6 kW/(m^3*min), Druckluftmotoren erreichen eine spezifische Leistung von etwa 1 kW/(m^3*min) [Barth et al., 2003]. Einen Überblick über die auftretenden Verluste gibt die Abb. 4-2.

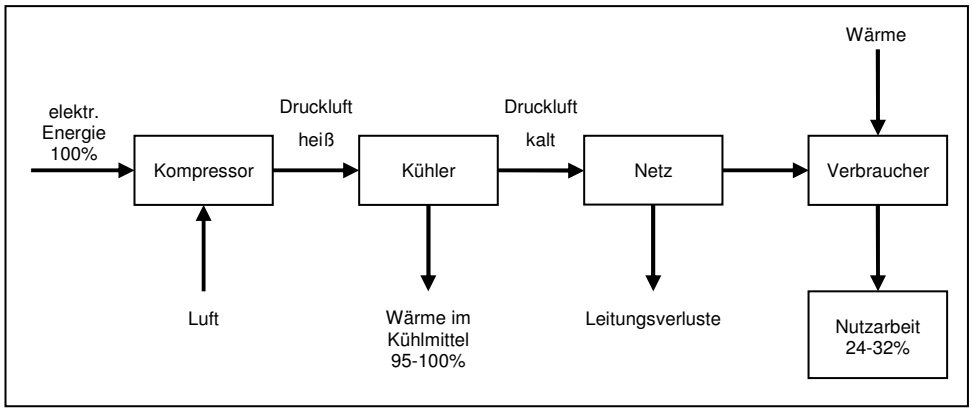

Abb. 4-2: Verluste in einem Druckluftsystem (nach [Zsebik, 2003])

Drucklufttechnik gilt als robust, zuverlässig und sehr kompakt. Aufgrund der niedrigen Dichte von Luft besitzen Druckluftantriebe ein sehr gutes Schnellstartverhalten. Ständige Verfügbarkeit sowie leichte Speicherbarkeit machen Druckluft zudem interessant als Speichermedium für erneuerbare Energien.

4.1.2.1. Druckluft als Speichermedium

Eine Vielzahl von Gründen macht Druckluft als Energiespeichermedium interessant [Reller et al., 2002]:

- Luft ist unbegrenzt und kostenlos verfügbar
- Bei der Energienutzung entstehen keine Schadstoffe und Emissionen
- Erzeugung und Nutzung von Druckluft beruht auf hinlänglich bekannten und erprobten Prozessen und Technologien
- Luftkomprimierung kann mit verschiedenen Energiequellen und bei entsprechendem Aufwand auch mit hohem Wirkungsgrad erfolgen
- Energienutzung (Expansion) ist ebenfalls bei entsprechenden Vorkehrungen mit hohem Wirkungsgrad möglich
- Speicherung und Transport von Druckluft können aufgrund zuverlässiger Kohlefaser-Drucktanks risikolos, kostengünstig und auch unter extremen klimatischen Bedingungen bewerkstelligt werden
- Druckluft-Speichersysteme können als integrierte Bauelemente ausgeführt werden (beispielsweise im Schiffsrumpf) und dabei gleichzeitig als Sicherheitssystem dienen (Schwimmkörper)

[10] CAES: Compressed Air Energy Storage

- Im Falle eines Lecks kommt es zu keinerlei Beeinträchtigung der Umwelt

4.1.2.2. Physikalische Grundlagen

Die Ausführungen in diesem Abschnitt entsprechen sinngemäß [Pelte, 2002].

Bei der Kompression wird die Luft vom Druck p_0 auf p_1 verdichtet (Volumsänderung von V_0 auf V_1), gleichzeitig steigt die Temperatur von T_0 auf T_1. Die Zustandsänderung erfolgt dabei (idealerweise) adiabatisch, also ohne Wärmeaustausch mit der Umgebung. Die adiabatische Zustandsänderung ist charakterisiert durch die Beziehung

$$p \cdot V^{\kappa} = const_1 \text{ bzw. } T \cdot V^{\kappa-1} = const_2 .$$

Während der Kompression steigt die Exergie (technische Arbeitsfähigkeit) des Gases auf den Wert

$$E = -\int_{V_0}^{V_1} p\, dV = -\, p_0\, V_0^{\kappa} \cdot \int_{V_0}^{V_1} V^{-\kappa} dV = \frac{1}{\kappa - 1} \cdot \left(p_1 V_1 - p_0 V_0 \right).$$

Mittels der Gasgleichung kann die Exergie auch in der folgenden Form geschrieben werden:

$$E = n \cdot c_V \cdot \left(T_1 - T_0 \right)$$

Befindet sich die komprimierte Luft nun für längere Zeit in einem Speicher, so wird sie auf die Umgebungstemperatur des Speichers T_U abkühlen, dabei geht die Wärmemenge ΔQ an die Umgebung verloren. Der relative Wärmeverlust δ, bezogen auf die Exergie beträgt

$$\delta = \frac{\Delta Q}{E} = \frac{T_1 - T_U}{T_1 - T_0} .$$

Zwischen der gesamten Wärmeenergie $Q = n \cdot c_V \cdot T_1$ und der Exergie E des Gases gilt der Zusammenhang

$$E = Q \cdot \left(1 - \frac{T_U}{T_1} \right)$$

mit der Arbeitstemperatur des Systems T_1 und der Umgebungstemperatur T_U.

Damit erhält man für den Exergieverlust durch Abkühlung

$$\Delta E = \int_{T_U}^{T_1} c_V \cdot n \cdot \left(1 - \frac{T_0}{T} \right) dT = n \cdot c_V \cdot \left(T_1 - T_U \right) \cdot \left(1 - \frac{T_0}{T_1 - T_U} \ln \frac{T_1}{T_U} \right).$$

Auf diese Weise kann der Wirkungsgrad des Druckluftspeichers ermittelt werden zu

$$\eta_{Sp} = \frac{E - \Delta E}{E} = \frac{T_0}{T_1 - T_0} \cdot \left(\frac{T_U}{T_0} - 1 + \ln \frac{T_1}{T_U} \right),$$

bzw. unter Verwendung von $T_U = T_1 \cdot \left(1 - \delta \right) + \delta \cdot T_0$:

$$\eta_{Sp} = 1 - \delta - \frac{T_0}{T_1 - T_0} \cdot \ln \left[1 + \delta \left(\frac{T_0}{T_1} - 1 \right) \right].$$

Für den Fall $\delta = 0$ beträgt der Speicherwirkungsgrad 100%. In diesem Fall sind die Eintrittstemperatur des Gases in den Speicher und die Umgebungstemperatur des Speichers ident, weshalb das komprimierte Gas nicht abkühlen und daher bei Expansion die

gesamte gespeicherte Energie wieder freisetzen kann. Im anderen Extremfall $\delta = 1$ ist die Wärmeabgabe maximal, das Gas kühlt bis auf die Anfangstemperatur T_0 ab, und der Speicherwirkungsgrad nimmt seinen minimalen Wert

$$\eta_{Sp,\min} = \frac{T_0}{T_1 - T_0} \cdot \ln \frac{T_1}{T_0}$$

an. Dass auch in diesem Fall der Wirkungsgrad größer als Null ist, ist dadurch zu erklären, dass auch bei Abkühlung der Druckluft auf Umgebungsdruck der Druck der gespeicherten Luft immer noch größer als der Ausgangsdruck p_0 ist, und daher bei Expansion noch Arbeit verrichtet werden kann.

Die Energiedichte des Speichers beträgt

$$w_{Sp} = \frac{W}{V_{Sp}} = \frac{n \cdot c_V \cdot (T_1 - T_0)}{V_{Sp}} \cdot \eta_{Sp} .$$

Mittels der Gasgleichung, der Beziehung für adiabatische Zustandsänderungen sowie dem Kompressionsverhältnis $r = \frac{p_1}{p_0}$ und der Abkürzung $\alpha = 1 - \frac{1}{\kappa}$ lässt sich die Energiedichte auch schreiben in der Form

$$w_{Sp} = \frac{n \cdot c_V}{V_{Sp}} \cdot T_0 \left(r^{\alpha} - 1\right) \cdot \eta_{Sp} .$$

Unter Verwendung der Normalbedingungen p_N (1 bar), n_N (1 mol) und T_N (273 K) erhält man aus der Gasgleichung durch Elimination von R die Beziehung

$$n = \frac{p_0 \cdot V_0}{T_0} \cdot \frac{n_N \cdot T_N}{p_N \cdot V_N} ,$$

mit

$$V_N = \frac{n_N \cdot R \cdot T_N}{p_N} .$$

Berücksichtigt man dabei, dass $p_0 = p_N$, $r = \frac{p_1}{p_0} = \left(\frac{V_0}{V_{Sp}}\right)^{\kappa}$ und $\alpha = 1 - \frac{1}{\kappa}$, so erhält man für die Energiedichte im Speicher den Ausdruck

$$w_{Sp} = \frac{c_V \cdot T_N}{V_N} \cdot \eta_{Sp} \cdot \left(r - r^{1-\alpha}\right).$$

Die Energiedichte im Speicher hängt also vom verwendeten Gas, vom Speicherwirkungsgrad η_{Sp} sowie vom Kompressionsverhältnis r ab. Als Speichermedium kommt aufgrund der problemlosen Verfügbarkeit hauptsächlich Luft in Frage. Bei Luft beträgt der Vorfaktor (für 1 bar und 25 °C)

$$\frac{c_V \cdot T_N}{V_N} \approx 70 \frac{Wh}{m^3} ,$$

wobei für höhere Temperaturen und Drücke die Druck- und Temperaturabhängigkeit von c_V zu berücksichtigen ist.

4.1.2.3. Möglichkeiten der Speicherung von Druckluft

- **Oberirdische Speicherung**

Wohl jedermann bekannt sind die Stahlflaschen, die seit Jahrzehnten zur Aufbewahrung der verschiedensten Gase verwendet werden und in vielerlei Bereichen zum Einsatz kommen – etwa im Rettungswesen als Sauerstoffflaschen mit 200 bar und 2 l bzw. 10 l Volumen. Gemeinsamer Nachteil all dieser Flaschen ist jedoch ihr hohes Eigengewicht. Aus diesem Grund ist man bestrebt, nach Möglichkeit auf andere Materialien auszuweichen. Kohlefaser-Verbundstoffe gestatten die industrielle Fertigung von relativ preiswerten Hochdruckbehältern mit einem Speicherdruck von bis über 500 bar, das spezifische Volumengewicht derartiger Tanks liegt bei 0,3 kg/l. Komposit-Kohlefasertanks besitzen eine hervorragende Beständigkeit gegen Korrosion und können praktisch unbegrenzt befüllt und wieder entleert werden – Tatsachen, die sich aus den Eigenschaften der Kohlefaser ergeben [Reller et al., 2002].

- **Speicherung in unterirdischen Kavernen**

Neben den herkömmlichen Druckluftflaschen können auch unterirdische Kavernen, die etwa von aufgelassenen Bergwerken, erschöpften Öllagerstätten etc. stammen, zur Speicherung von Druckluft herangezogen werden, sofern das Gestein dafür geeignet ist. Prinzipiell wird zwischen drei Speichertypen unterschieden:

- Salzstockkavernen
- Gesteinsspeicher
- Aquiferspeicher.

Für kleine Speichervolumina kommen weiters auch im Boden vergrabene Rohre in Frage.

Derartige Kavernen besitzen einen Speicherwirkungsgrad von etwa 60 %, dabei sind (abhängig von der Kompression) Energiedichten von etwa 1 kWh/m^3 erreichbar [Pelte, 2002].

4.1.2.4. Druckluftspeicher als kurzzeitige Spitzenlastabdeckung

Um Spitzen in der Nachfrage nach elektrischem Strom abzudecken, kommen Spitzenlastkraftwerke zum Einsatz. Ihre Aufgabe ist es, das Elektrizitätsangebot an die täglichen und jahreszeitlichen Bedarfsschwankungen anzupassen. Eine besondere Rolle kommt dabei Pumpspeicher-Kraftwerken zu, die in Zeiten geringer Nachfrage Wasser in das Speicherbecken pumpen können und dieses Wasser zu Spitzenzeiten zur Stromerzeugung verwenden. Um möglichst rasch auf plötzlich auftretende Änderungen der Nachfrage reagieren zu können, ist eine geringe Anlaufzeit des Kraftwerks erforderlich. Die Hochlaufzeit einer Wasserturbine aus dem Stillstand beträgt typisch mehrere Minuten, Ansprechzeiten im Sekundenbereich oder auch darunter („Sekundenreserve“) lassen sich mit Schwungrädern, Batteriesystemen oder auch Kondensatoren erreichen. Gerade solche Speicher können teilweise aber nur sehr kurze Zeit betrieben werden. Eine Alternative zu diesen Kurzzeitspeichern kann Pressluft darstellen, die als Antriebsmedium für einen mit einem Generator gekoppelten Druckluftmotor dient. Druckluftmotoren sind robust, kompakt und betriebssicher und besitzen eine hohe Lebensdauer. Abhängig von ihrer Bauart eignen sie sich sehr gut für den Schnellstart und können leicht stufenlos geregelt bzw. gesteuert werden. Handelsübliche Druckluftmotoren existieren nur für geringe Leistungen bis max. 10 kW, die größten erhältlichen Motoren haben eine Leistung von 65 kW. Nachteilig ist auch das schlechte Verhältnis zwischen aufzuwendender spezifischer Leistung beim Verdichten und spezifischer Leistung des Motors. Dabei ist anzumerken, dass, um den Leistungsaufwand beim Verdichten klein zu halten, in konventionellen Anlagen die Luft während ihrer mehrstufigen Kompression zwischen- und nachgekühlt wird.

Theoretische und praktische Untersuchungen am Institut für Tribologie und Energiewandlungsmaschinen der TU Clausthal haben gezeigt, dass sich durch den Einsatz ungekühlter Druckluft der Wirkungsgrad von Druckluftmotoren entscheidend verbessern lässt. Zu diesem Zweck wurde eine Versuchsanlage für Stromerzeugung aus Druckluft bei Lufttemperaturen von bis zu 300 °C entwickelt. Dadurch können die Kosten pro erzeugter kWh deutlich gesenkt werden. Ein weiterer Vorteil bei der Verwendung von ungekühlter Luft ist der Wegfall von Kondensationsproblemen, wodurch auf Wasserabscheider, Lufttrockner etc. verzichtet werden kann und zusätzlich Kosten eingespart werden können. Allerdings sind derartige Systeme wärmebeständig und gegebenenfalls wärmeisoliert auszuführen, was aber keine großen Probleme aufwerfen dürfte (in Dampfkraftwerken sind heute 500 °C bei 30 bar Stand der Technik). Die folgende Tabelle (Tab. 4-5) vergleicht die Effizienz bei Verwendung von gekühlter und ungekühlter Druckluft [Barth et al., 2002].

Tab. 4-5: Wirkungsgradvergleich von gekühlter und ungekühlter Druckluft [Barth et al., 2002]

	adiabatische Verdichtung auf 30 bar	
	mit Zwischen- und Nachkühlung (dreistufig) auf jeweils 293 K	ungekühlt
Verdichtung	7,286 kW/(m³/min)	10,434 kW/(m³/min)
Verdichtungsendtemperatur	293 K (20 °C)	775 K (502 °C)
Entspannung 18→1 bar	3,567 kW/(m³/min)	9,436 kW/(m³/min)
Entspannungsendtemperatur	128 K (-145 °C)	339 K (66 °C)
Wirkungsgrad η	**49,0%**	**90,4%**

4.1.2.5. Luftspeicher-Gasturbinenkraftwerk

Luftspeicherkraftwerke nützen große unterirdische Kavernen, die über einen elektrischen Kompressor mit Druckluft vollgepumpt werden. Die Kavernen dienen dabei als Pressluftspeicher. Bei Bedarf wird die gespeicherte Druckluft zum Antrieb von Turbinen genutzt, um auf diese Weise Strom zu erzeugen. Um einen höheren Wirkungsgrad der Anlage zu erreichen, wird die Luft vor dem Turbineneintritt zusätzlich mit einem Gasbrenner erhitzt. Durch die Verwendung von bereits komprimierter Luft kann jedoch mit der gleichen Menge Gas wesentlich mehr elektrische Energie erhalten werden, als dies bei einem konventionellen Gaskraftwerk möglich wäre, da dort etwa 2/3 der im Brennstoff enthaltenen Leistung für die Verdichtung aufgewendet werden müssen. Der prinzipielle Aufbau eines Luftspeicherkraftwerks ist in der folgenden Abb. 4-3 dargestellt.

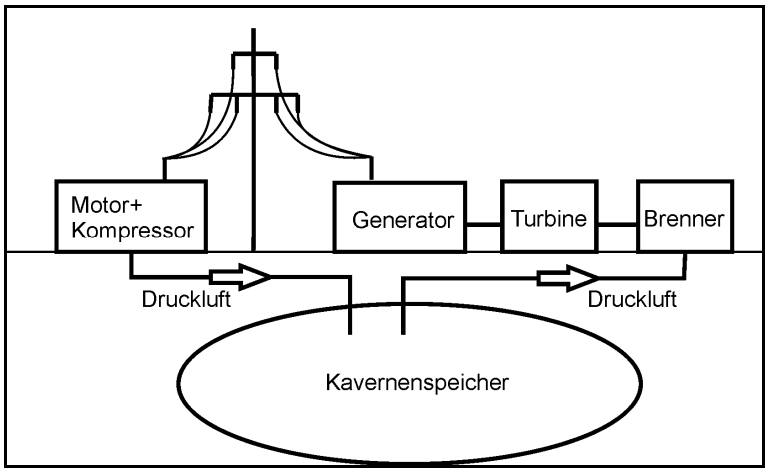

Abb. 4-3: Schematische Darstellung einer CAES-Anlage (eigene Graphik)

Nach Einschätzungen des Physikers Alfred J. Cavallo (früher am Zentrum für Energie- und Umweltsysteme der Universität Princeton tätig) könnten Luftspeicherkraftwerke beim Ausbau erneuerbarer Energien eine bedeutende Rolle einnehmen. Cavallos Konzept sieht eine Kombination aus überdimensionierten Windparks (die auch bei schwachem Wind ihre Nennleistung erreichen) mit Luftspeicherkraftwerken vor, die bei windschwachen Zeiten die Energieversorgung übernehmen, umgekehrt kann überschüssige Windenergie zum Laden der Luftspeicher verwendet werden. Diese Kraftwerkskombination hätte dann die Charakteristik eines Grundlastkraftwerkes. Aus heutiger Sicht sind derartige Kraftwerkskombinationen mit herkömmlichen Methoden der Grundlastabdeckung zwar noch nicht konkurrenzfähig, wegen der Verknappung der fossilen Energieträger sowie den Bestrebungen, CO_2-Emissionen aus Klimaschutzgründen zu verringern, könnten Luftspeicherkraftwerke jedoch bald eine echte Alternative darstellen.[11]

Es muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass auch Luftspeicherkraftwerke nicht vollkommen emissionslos arbeiten. Vor dem Eintritt in die Turbine wird die Luft durch Verbrennen von Erdgas erhitzt. Pro erzeugter Kilowattstunde Strom ist der Schadstoffausstoß jedoch wesentlich geringer als bei herkömmlichen thermischen Kraftwerken. So betragen laut Robert H. Williams, Professor für Umweltpolitik an der Universität Harvard, die Kohlenstoffemissionen eines „Windkraft-Luftspeicherkraftwerkes“ nur etwa 10 bis 15 g/kWh, während ein Kohlekraftwerk rund 240 g/kWh produziert. Ein reines Gaskraftwerk belastet die Umwelt immerhin noch mit etwa 100 g Kohlenstoff pro kWh.[12]

Das weltweit erste Luftspeicherkraftwerk ist seit 1978 in Huntorf in der Nähe von Bremen in Betrieb. Seinen prinzipiellen Aufbau zeigt Abb. 4-4. Die elektrische Ausrüstung stammt von BBC[13], die Nennleistung beträgt 290 MW. Als Druckluftspeicher dienen zwei ehemalige Salzstöcke in einer Tiefe von 650 bis 800 m mit einem Gesamtvolumen von rund 310 000m^3, dies entspricht dem Fassungsvermögen von etwa 3100 vierachsigen Tankwaggons. Der Speicherdruck beträgt im Mittel etwa 60 bar. Diese Kapazität reicht aus, das Kraftwerk drei Stunden lang bei Volllast zu betreiben. Zu Schwachlastzeiten wird Luft aus der Umgebung angesaugt, in zwei Stufen komprimiert, auf etwa 50°C gekühlt und in den unterirdischen Kavernen gespeichert. Beim Entladen wird diese Druckluft auf 550°C erhitzt und der Hochdruckturbine zugeführt. Beim Austritt aus der Hochdruckturbine besitzt die Luft einen Restdruck von etwa 10 bar, sie wird in einer zweiten Brennkammer auf 825°C erhitzt und über eine nachgeschaltete Niederdruckturbine expandiert. Die gesamte Anlage arbeitet mit einem Wirkungsgrad von etwa 42%, der jedoch nicht mit einem Speicherwirkungsgrad verglichen werden kann, da die gespeicherte Druckluft noch zusätzlich erwärmt wird. Zur Wirtschaftlichkeitsabschätzung existieren die folgenden Kennwerte (Tab. 4-6):

Tab. 4-6: Kennwerte des CAES-Kraftwerkes Huntorf [Rummich, 1999]

Brennstoffkennzahl	$W_{Gen} : W_{Brennst} = 1 : 1{,}6 = 0{,}625$
Ladeenergiekennzahl	$W_{Gen} : W_{Motor} = 1 : 0{,}8 = 1{,}25$
Speicherkennzahl	$W_{Gen} : V_{Sp} = 2{,}6\, kWh/m^3$
Verhältnis Lade-/Entladezeit	$t_{laden} : t_{entlad} = 4 : 1$

[11] „Strom aus frisch gepresster Luft“. Online unter http://temelin.wvnet.at/27102001e.htm (10. Dez. 2007)

[12] wie Fußnote 11

[13] Brown, Boveri & Cie., nach Fusion mit ASEA in ABB umbenannt

Pro abgegebener kWh Strom müssen also 1,6 kWh Brennstoff und 0,8 kWh Motorarbeit für die Kompression aufgewendet werden. Mit diesen Werten kann der oben genannte Wirkungsgrad nachgerechnet werden:

$$\eta = \frac{1\ kWh_{el}}{1{,}6\ kWh_{Brennst} + 0{,}8\ kWh_{el}} = 41{,}7\,\%$$

Neben seinem ursprünglichen Verwendungszweck als Minutenreserve und zur Abdeckung der Lastspitzen in den Abendstunden gewann das Kraftwerk Huntorf in den letzten Jahren durch den Ausbau der Windkraft auch als schnell verfügbare Reserve bei unerwarteten Produktionsausfällen infolge Windmangels an Bedeutung.

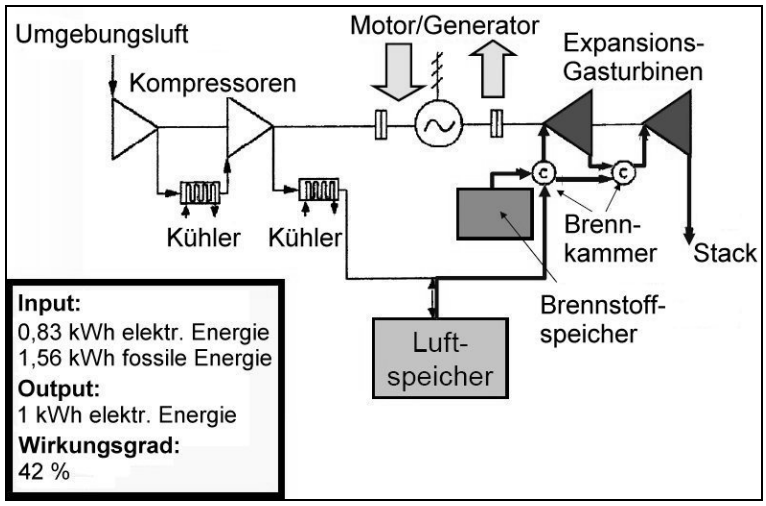

Abb. 4-4: Prinzipschaltbild des Kraftwerks Huntorf [Crotogino, 2006]

Ein zweites Luftspeicherkraftwerk besteht seit 1991 in McIntosh im US-Bundesstaat Alabama. Seine Nennleistung beträgt 110 MW, als Reservoir dient eine Salzkaverne mit einem Volumen von 560 000 m^3 bei einem Speicherdruck ähnlich der deutschen Anlage, dies entspricht 24 Std. Volllastbetrieb. Der wesentliche Unterschied zu Huntorf liegt in der Verwendung eines Wärmetauschers (Rekuperator), welcher der Brennkammer vorgeschaltet ist, dem Abgas Wärme entzieht und damit die aus der Kaverne kommende Druckluft auf etwa 285 °C vorheizt. Auf diese Weise wird gegenüber der deutschen Anlage Brennstoff eingespart [Tuschy et al., 2002]. Der schematische Aufbau des Kraftwerks McIntosh ist in Abb. 4-5 dargestellt. Für längere Zeit gab es weltweit nur diese beiden derartigen Anlagen.

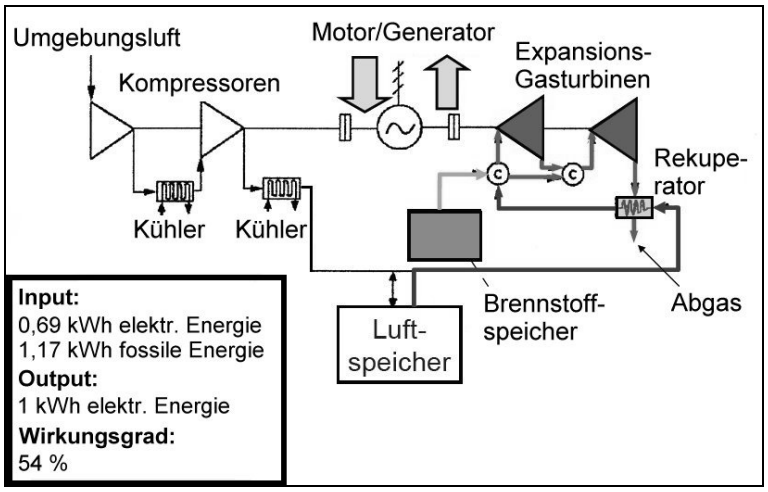

Abb. 4-5: Prinzipieller Aufbau des Kraftwerks McIntosh [Crotogino, 2006]

Während in Europa noch immer eher nur geringes Interesse an Luftspeicherkraftwerken besteht, existieren in den USA Pläne für eine ganze Reihe solcher Anlagen. Sie sollen dazu beitragen, die Energiekrise, unter der zahlreiche US-Bundesstaaten seit mehreren Jahren leiden, zu lösen. Zur Zeit ist in Norton im Bundesstaat Ohio ein derartiges Kraftwerk im Entstehen, das eine aufgelassene Kalkmine in 700 m Tiefe mit einem Volumen von 10 Mio. Kubikmeter als Druckluftspeicher nutzt. Mit einer Leistung von 2,7 GW (mehr als das Doppelte eines großen Kernkraftwerks) wird es das weltgrößte Luftspeicherkraftwerk darstellen, die Speicherkapazität wird 2,7 GW über 8 Tage betragen. Die Inbetriebnahme war für April 2007 geplant, verzögerte sich aber [Crotogino, 2002, Heyder, 2007].

Wohl im Hinblick auf den amerikanischen Markt (60 Hz) hat die Firma Alstom ein neues CAES-Turbinensystem entwickelt, in moderner Technologie und mit verbessertem thermodynamischem Kreisprozess. Dabei wurde bezüglich der Anlage in McIntosh nicht nur die Wärmerückgewinnung beträchtlich verbessert, auch konnten gegenüber Huntorf und McIntosh Effizienz wie auch spezifische Leistungsproduktion gesteigert werden. Wesentlichster Unterschied zu den erwähnten Anlagen ist die Erhitzung der Druckluft, die in der ersten Stufe ausschließlich im Rekuperator durch die Wärme des Abgases erfolgt, die Hochdruckturbine ist also eine reine Luftturbine. Erst in der zweiten Stufe vor der Niederdruckturbine wird die Luft durch den Brennstoff erwärmt. Die Drücke beim Eintritt in die Turbinen sind höher als in Huntorf (nämlich 55 bar bzw. 13 bar), die Turbineneintrittstemperaturen liegen bei 550 °C bzw. 1027 °C. Da die Druck- und Temperaturverhältnisse in der Luftturbine vergleichbar sind mit denen von Standard-Mitteldruck-Dampfturbinen, kommt für die Luftturbine eine entsprechend adaptierte Dampfturbine zur Anwendung. Die Vermeidung der Gasturbine in der ersten Stufe bringt auch Vorteile im Hinblick auf die Emissionen, da die Bildung von thermischem NO_x bei hohen Drücken verhindert wird. Bei der Niederdruckturbine kommen zusätzlich selektive Katalysatoren zum Einsatz, um den Ausstoß von Stickstoffoxiden einzudämmen. [Tuschy et al., 2002]

Jüngsten Berichten zufolge plant die EnBW die Errichtung eines adiabatischen Druckluftspeicherkraftwerkes, das gänzlich ohne Gasfeuerung auskommen und einen Wirkungsgrad von bis zu 70 % aufweisen soll. Die Inbetriebnahme ist für 2011 geplant, seine Leistung soll zwischen 150 und 600 MW betragen [Honsel, 2006], nach EnBW-Angaben zwischen 100 und 250 MW liegen.[14]

4.1.2.6. Ökonomische Aspekte

[Bamberger, 2006] gibt für die Investitionskosten den Bereich zwischen 350 und 450 €/kW an, [Bolund et al., 2006] hingegen spricht von 460 bis 620 €/kW. Die DOE-Studie [Schoenung et al., 2003] unterscheidet bei CAES-Anlagen zwischen zwei Anlagenarten, für die Wirtschaftlichkeit von Großanlagen (10 – 1000 MW/10 – 8000 MWh) gibt sie die folgenden Kennwerte an (Tab. 4-7):

Tab. 4-7: Kosten von CAES-Anlagen als Massenspeicher [Schoenung et al., 2003]

energiebezogene Kosten	€/kWh	2,6
leistungsbezogene Kosten	€/kW	370
Anlagenperipherie	€/kWh	43,5
Betrieb und Instandhaltung	€/(kW·a)	2,18
Lebensdauer	a	k. A.
Ersetzungskosten	€/kWh	--
Gesamter Wirkungsgrad	%	73

[14] www.enbw.com/content/de/impulse/forschung_umwelt/druckluftspeicher/index.jsp (24. 11. 2007)

Bei DG-Anwendungen (100 – 2000 kW/50 – 8000 kWh) gelten die Werte aus Tab. 4-8:

Tab. 4-8: Kosten von CAES-Anlagen in dezentralen Anwendungen

energiebezogene Kosten	€/kWh	104
leistungsbezogene Kosten	€/kW	479
Anlagenperipherie	€/kWh	43,5
Betrieb und Instandhaltung	€/(kW·a)	8,7
Lebensdauer	a	k. A.
Ersetzungskosten	€/kWh	--
Gesamter Wirkungsgrad	%	79
Selbstentladung		keine

Die teilweise doch erheblichen Unterschiede kommen daher, dass DG-Anlagen im allgemeinen kleiner sind, kleinere Turbinen und Generatoren aber relativ teurer kommen, als solche in Großanlagen. Den wirtschaftlichen Betrachtungen in Kap. 5 wird der Bereich zwischen 350 und 620 €/kW zugrunde gelegt.

Die Lebensdauer von CAES-Systemen beträgt bis zu 50 Jahren [Cole et al., 2006], als sinnvolles Einsatzgebiet nennt diese Studie Leistungen zwischen 25 MW und 2,7 GW. [Bamberger, 2006] dagegen sieht als obere Grenze bereits 700 MW.

4.1.2.7. Ökologische Aspekte

Wesentliches Merkmal einer CAES-Anlage ist das Auftreten von Emissionen während des Betriebes. Diese hängen von der erzeugten Energie ab und können daher (im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken) schon im Voraus genau berechnet werden. Da die Luftspeicher unterirdisch untergebracht sind, beeinflusst ein CAES-Kraftwerk auch nicht die Landschaft im gleichen Ausmaß wie ein Pumpspeicherkraftwerk, und kann daher ohne besonderen Aufwand am Ende seiner Lebensdauer abgerissen werden.

Mit welchem Energieeinsatz und Emissionen bei der Errichtung und Abbau eines CAES-Kraftwerkes zu rechnen ist, zeigt Tab. 4-9 [Denholm et al., 2003].

Tab. 4-9: Energieaufwand und Emissionen bei Errichtung und Abbau eines CAES-Kraftwerks

	Energieaufwand GJ_{therm}/MWh_{el} Speicherkapazität	Treibhausgasemissionen t CO_2-Äquiv./MWh_{el} Speicherkapazität
Anlegen der Kavernen	16,2	1,2
Anlage und Gebäude	36,7	3,0
elektrische Ausrüstung	65,9	4,7
Kraftwerk gesamt[15]	*102,6/118,8*	*7,8/8,9*
Elektrizitätsübertragung	14,2	1,0
Gas-Infrastruktur	130,5	9,2
Abbau	2,3	0,2
Gesamt[15]	**249,6/265,8**	**18,1/19,3**

[15] ohne/mit Energieaufwand und Emissionen durch das Anlegen der Kavernen

Da im allgemeinen die Kavernen von früheren Standortnutzungen (Bergwerk etc) stammen, erscheint es nicht sinnvoll, den mit ihrer Entstehung verbundenen Energieaufwand und CO_2-Äquivalent-Ausstoß dem Kraftwerk anzurechnen. Daher werden in Tab. 4-9 und Tab. 4-10 Energieaufwand und Emissionen jeweils mit und ohne Berücksichtigung der Kavernen angegeben [Denholm et al., 2003]. Über Energieaufwand und Emissionen während des Lebens einer CAES-Anlage gibt die folgende Tab. 4-10 Auskunft.

Tab. 4-10: Energieaufwand und Emissionen während des Lebenszyklusses eines CAES-Kraftwerks

		Energieaufwand	Treibhausgasemissionen (CO_2-Äquiv.)
Errichtung + Abbau (fixer Anteil)		249,6/265,8 GJ_{therm}/MWh_{el} Speicherkapazität	18,1/19,3 t/MWh_{el} Speicherkapazität
var. Anteil	Brennstoff	4536 GJ_{therm}/erzeugte GWh_{el}	228 t/erzeugte GWh_{el}
	Brennstoffversorgung	518 GJ_{therm}/erzeugte GWh_{el}	51 t/erzeugte GWh_{el}
	Betrieb und Instand-haltung	29 GJ_{therm}/erzeugte GWh_{el}	2 t/erzeugte GWh_{el}
	gesamt	*5083 GJ_{therm}/erzeugte GWh_{el}*	*281 t/erzeugte GWh_{el}*

Mit diesen Daten können wiederum energetische Amortisationszeit und Emissionen während der Lebensdauer berechnet werden (vgl. 4.1.3.5), wie es im Abschnitt 5 durchgeführt ist. Anzumerken ist aber, dass auch bei dieser Technologie die tatsächlichen Emissionen abhängig von der Zusammensetzung des Kraftwerksparks mehr oder weniger stark von den hier angegebenen abweichen können.

4.1.3. Pumpspeicherkraftwerk

Pumpspeicherkraftwerke stellten lange Zeit hindurch die einzige wirtschaftlich sinnvolle Möglichkeit dar, große Mengen elektrischer Energie zu speichern. Die Grundidee eines Pumpspeicherkraftwerkes ist, das abgearbeitete Wasser nicht einfach abfließen zu lassen, sondern in einem zweiten Becken aufzufangen, um es in Zeiten schwacher Stromnachfrage wieder zurück ins Oberwasserbecken zu pumpen. Auf diese Weise kann also in Schwachlastzeiten der überschüssige (und daher günstige) Strom in Form von potentieller Energie gespeichert und in Zeiten starker Nachfrage in das Netz eingespeist werden. Üblicherweise wird im Pumpbetrieb der Generator als Antrieb für die Pumpe verwendet. Ein schematisches Pumpspeicherkraftwerk ist in Abb. 4-6 wiedergegeben.

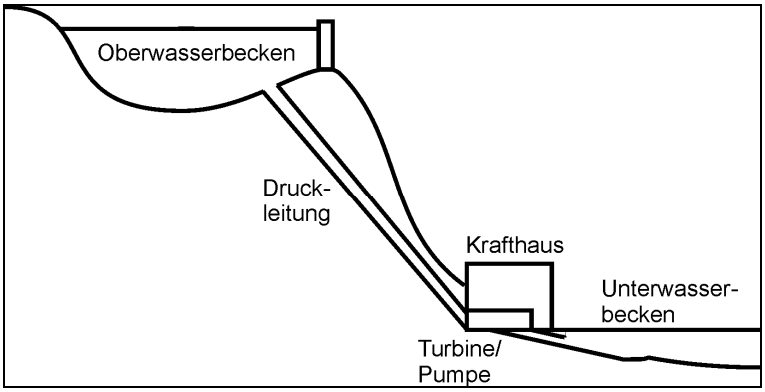

Abb. 4-6: Funktionsschema eines Pumpspeicherkraftwerks

4.1.3.1. Physikalische Grundlagen

Nach [Brauner, 1996] kann die potentielle Energie des in einem Speicherbecken befindlichen Wassers folgendermaßen berechnet werden (siehe Abb. 4-7):

Die differentielle potentielle Energie ist definiert durch

$$dE_{pot} = \rho \cdot g \cdot y \cdot dV(y)$$

Mit dem Volumselement

$$dV = A \cdot dy$$

erhält man für die differentielle Energie

$$dE_{pot} = \rho \cdot g \cdot y \cdot A(y) \cdot dy$$

Integration ergibt

$$E_{pot} = \int_{h_1}^{h_2} \rho \cdot g \cdot y \cdot A(y) \cdot dy$$

Nimmt man der Einfachheit halber eine über die Höhe y konstante Oberfläche

$$A(y) = const$$

an, dann erhält man für die im gestauten Wasser gespeicherte Energie

$$E_W = \rho \cdot g \cdot A \cdot \frac{h_2^2 - h_1^2}{2}$$

Bei nicht konstanter Oberfläche kann die gespeicherte Energie auch durch den Ausdruck

$$\overline{E_W} = \rho \cdot g \cdot V \cdot h_m$$

mit der mittleren Höhe

$$h_m = \frac{h_1 + h_2}{2}$$

angenähert werden (Für den exakten Wert von E_W müsste anstelle von h_m die Höhe des Schwerpunktes eingesetzt werden).

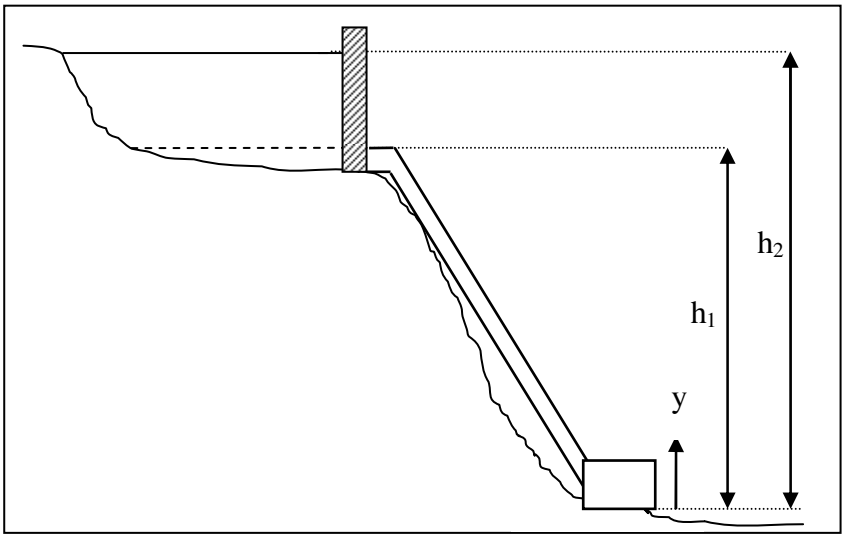

Abb. 4-7: Zur Berechnung des Energieinhaltes von Pumpspeichern (nach [Brauner, 1996])

Unter Berücksichtigung der Umwandlungswirkungsgrade und des Eigenbedarfs ergibt sich die im Stausee gespeicherte elektrische Energie zu

$$W_{el} = \eta_{hydr} \cdot \eta_{Turbine} \cdot \eta_{Gen} \cdot (1 - \varepsilon) \cdot E_W$$

Um einen wirtschaftlichen Betrieb des Pumpspeicherkraftwerkes zu gewährleisten, darf der Energiepreis zu Zeiten starker Nachfrage ein bestimmtes Limit nicht überschreiten bzw. darf der Preis zu Schwachlastzeiten eine gewisse Grenze nicht überschreiten, die aus folgender Energiebilanz ermittelbar ist:

$$W_{Pump} = \frac{W_{el,gewonnen}}{\eta_{hydr} \cdot \eta_{Gen} \cdot \eta_{Pumpe}}$$

Dabei bedeuten:

W_{Pump}	zum Pumpen notwendige elektrische Energie	
$W_{el,gewonnen}$	durch das Abarbeiten des Wassers gewonnene elektrische Energie	
ε	Anteil des Eigenbedarfs	(0,5 – 2,5 % der Nennleistung)
η_{hydr}	hydraulischer Wirkungsgrad	(90 – 95 %)
η_{Gen}	Wirkungsgrad des Generators	(94 – 98 %)
$\eta_{Turbine}$	Wirkungsgrad der Turbine	(85 – 95 %)
η_{Pumpe}	Wirkungsgrad der Pumpe	

Der Gesamtwirkungsgrad beträgt also [Brauner, 1996]

$$\eta_{ges} = \eta_{hydr}^2 \cdot \eta_{Gen}^2 \cdot \eta_{Turbine} \cdot \eta_{Pumpe} \cdot (1 - \varepsilon)$$

Wie nun leicht nachvollzogen werden kann, darf die zum Pumpen notwendige Energie nicht mehr kosten, als durch den Verkauf von Spitzenlaststrom eingenommen werden kann. Setzt man für die jeweiligen Gesamtenergiekosten

$$K_i = W_i \cdot p_i$$

(mit dem jeweils zugehörigen Energiepreis pro kWh p_i), dann erhält man für die Preise zu Schwachlast- und Spitzenlastzeiten die Bedingung

$$p_{Schwachlast} \leq p_{Spitzenlast} \cdot \eta_{ges}$$

Betrachtet man nun den Spitzenlastpreis als vorgegebene Größe, welche die Investitionskosten und die laufenden Ausgaben abdeckt, dann erhält man aus der obigen Formel den maximal sinnvollen Strompreis zur Zeit des Pumpbetriebes. In der Praxis wird man freilich danach trachten, dass der tatsächliche Strompreis unterhalb dieses Limits liegt, um zusätzliche Einnahmen lukrieren zu können.

4.1.3.2. Bauformen, Konstruktionsarten

Maschinentechnisch können im Prinzip zwei Bauarten von Pumpspeicherkraftwerken unterschieden werden. Beim sogenannten Tandemsatz bilden Turbine und Pumpe getrennte Einheiten, die wechselweise an den Generator/Motor geschaltet werden können. Dieses System ist zwar technisch aufwendiger, besitzt aber den höheren Wirkungsgrad, da Turbine und Pumpe strömungstechnisch getrennt für den jeweiligen Einsatzzweck optimiert werden können. Beim Zweimaschinensatz ist die kombinierte Pumpenturbine direkt mit dem Generator/Motor verbunden, wodurch beträchtliche Reduktionen der Baukosten

von bis zu 30 % erzielt werden können. Der Wirkungsgrad liegt freilich um rund 2 % niedriger als beim Tandemsatz [Mosonyi et al., 2003].

Um einen schnellen Übergang zwischen Pump- und Turbinenbetrieb zu ermöglichen, können Turbine und Pumpe über ein Druckrohr verbunden werden, man spricht dann vom hydraulischen Kurzschluss. Dabei sind Pumpe und Turbine gleichzeitig in Betrieb, über den Öffnungsgrad der Turbine kann der Energieverbrauch der Pumpe variiert werden. Vorteil dieser Anordnung ist ein wesentlich schnellerer Wechsel zwischen Pump- und Turbinenbetrieb, als er bei herkömmlichen Pumpspeicherkraftwerken realisiert werden kann [Hindelang, 2005]. Ein Beispiel für eine derartige Anlage ist das Kopswerk II der Vorarlberger Illwerke AG.

4.1.3.3. Anwendungsbereiche, technische Reife, ausgeführte Anlagen

Wie eingangs schon erwähnt, zählen Pumpspeicherkraftwerke zu den ältesten Speichertechnologien und liefern in vielen Ländern einen wichtigen Beitrag zur Energieversorgung. Weltweit sind mehr als 80 GW installierte Leistung vorhanden, weitere Kraftwerke befinden sich in Planung bzw. Bau [Mariyappan et al., 2004]. Einen Überblick über die 10 größten Pumpspeicherkraftwerke Österreichs gibt die Tab. 4-11.

Tab. 4-11: Die 10 größten Pumpspeicherkraftwerke Österreichs[16]

Rang	Name	Leistung (MW)	Regelarbeit (Mio kWh/Jahr)	Auslastung (%)	Rohfallhöhe	Durchfluss (m^3/s)	Fertigstellung	Bundesland	Betreiber
1	Malta-Hauptstufe	730,0	715,0	11	1106	80,0	1979	Kärnten	AHP
2	Silz	500,0	495,3	11	1258	48,0	1981	Tirol	TIWAG
3	Kopswerk II	450,0	-		800	-	2008	Vorarlberg	Illwerke
4	Häusling	360,0	179,4	6	696	65,0	1988	Tirol	AHP
5	Rodundwerk II	276,0	486,0	20	354	87,0	1976	Vorarlberg	Illwerke
6	Lünerseewerk	232,0	371,0	18	974	27,6	1958	Vorarlberg	Illwerke
7	Roßhag	231,0	312,0	15	630	52,0	1972	Tirol	AHP
8	Rodundwerk I	198,0	322,0	19	780	36,0	1952	Vorarlberg	Illwerke
9	Kühtai	153,9	55,5	4	400	80,0	1981	Tirol	TIWAG
10	Malta-Oberstufe	120,0	76,0	7	198	70,0	1992	Kärnten	AHP

Wie auch aus dieser Tabelle ersichtlich ist, dienen Pumpspeicherkraftwerke in erster Linie zur Abdeckung sehr großer Leistungsnachfragen, und können auch entsprechend große Energiemengen über das Jahr bereitstellen. Aufgrund ihres Größe und ihres Leistungsbereiches sind Pumpspeicherkraftwerke im allgemeinen für dezentrale Anwendungen nicht sinnvoll.

Die jährliche Ausnutzungsdauer (Anzahl der Volllaststunden) T_a kann nach [Mosonyi et al., 2003] folgendermaßen berechnet werden:

$$T_a = \frac{RAV}{P_{el}}$$

[16] Quelle: http://www.xn--mikrokonomie-8ib.de/Pumpspeicherkraftwerk.html; 11. Sept. 2006

mit dem Regelarbeitsvermögen RAV und der Ausbauleistung (Engpassleistung) P_{el}, und liegt je nach Auslastung um 1000 h/a, wie anhand der Tab. 4-11 am Beispiel Malta Hauptstufe nachgerechnet wird:

$$T_a = \frac{715000\,MWh/a}{730\,MW} \approx 980\,h/a$$

bzw. in Prozent

$$\frac{980\,h/a}{8640\,h/a} = 11\% .$$

Pumpspeicherkraftwerke besitzen eine Reihe von Vorteilen [Mariyappan et al., 2004]:

- Fähigkeit, in kurzer Zeit (1 – 3 min) hohe Leistungen zur Verfügung zu stellen. Dabei können moderne Pumpspeicherkraftwerke in 1 bis 2 Minuten von 0 auf Volllast hochgefahren werden [Mosonyi et al., 2003].
- große Speicherkapazitäten (Volllast während mehrerer Stunden)
- relativ hohe Zykleneffizienz (70 – 75 %)

An Nachteilen sind in erster Linie zu nennen [Mariyappan et al., 2004]:

- hohe Errichtungskosten
- nachhaltige Beeinflussung der Landschaft (Stausee)

4.1.3.4. Ökonomische Aspekte

Aus rein betriebswirtschaftlicher Sicht sind in erster Linie die Errichtungskosten (Investitionskosten) maßgebend. Diese machen einen erheblichen Teil der Gesamtkosten des Kraftwerks aus. Demgegenüber sind die anfallenden Betriebskosten relativ gering und werden hauptsächlich vom Preis des Pumpstromes sowie Ausgaben für Wartung und Instandhaltung sowie Aufsichtspersonal beeinflusst. Grundsätzlich können moderne Pumpspeicherkraftwerke von einer zentralen Leitstelle aus ferngesteuert werden, sodass das Kraftwerk selbst nicht zwangsläufig durchgehend besetzt sein muss.

Für die Investitionskosten nennt [Bamberger, 2006] den Bereich 1000 bis 1800 €/kW, [Bolund et al., 2006] dagegen spricht von 800 bis 2400 €/kW. Im unteren Bereich dieser Bandbreite liegt die Studie des DOE, wie aus Tab. 4-12 ersichtlich [Schoenung et al., 2003].

Tab. 4-12: Kosten von Pumpspeicherkraftwerken

energiebezogene Kosten	€/kWh	8,7
leistungsbezogene Kosten	€/kW	870 – 915
Anlagenperipherie	€/kWh	3,48
Betrieb und Instandhaltung	€/(kW·a)	2,18
Lebensdauer	a	k. A.
Ersetzungskosten	€/kWh	--
Gesamter Wirkungsgrad	%	75 – 78

Für die weiteren Betrachtungen in Kap. 5 bildet der Kostenbereich von 800 bis 2400 €/kW die Grundlage.

Für die Lebensdauer rechnet die belgische Studie [Cole et al., 2006] mit etwa 50 Jahren, als sinnvolles Anwendungsfeld von Pumspeicheranlagen nennt sie den Leistungsbereich zwischen 200 MW und 2 GW. Ebenfalls von bis zu 2 GW spricht [Bamberger, 2006]. Es

existieren aber auch Anlagen mit Leistungen im Bereich von 100 MW und darunter[17], auch zeigt die Erfahrung, dass wesentlich höhere Lebensdauern, vermutlich bis zu 100 Jahren, erreicht werden können, wie am Beispiel des Kraftwerks Baldeney-See in Essen aus den 1930er-Jahren ersichtlich ist [Mosonyi et al, 2003].

Die gesamten Jahreskosten $K_{G,a}$ des Kraftwerks setzen sich also folgendermaßen zusammen:

$$K_{G,a} = K_{I,a} + K_{F,a} + K_{P,a} + K_{V,a}$$

mit

$K_{I,a}$ Investitionskosten auf jährliche Rate (Annuität) umgerechnet

$K_{F,a}$ weitere jährliche Fixkosten (für regelmäßige Inspektionen, unabhängig von tatsächlich erzeugter Energie, etc.)

$K_{P,a}$ jährliche Ausgaben für den benötigten Pumpstrom (abhängig von tatsächlich erzeugter Energie)

$K_{V,a}$ jährliche Kosten für Verbrauchsmaterial (Schmierstoffe, Ersatzteile etc.) und Personal

Die Summe aus $K_{I,a}$ und $K_{F,a}$ bildet die jährlichen Fixkosten, die Summe aus $K_{P,a}$ und $K_{V,a}$ die jährlichen variablen Kosten.

Aufgrund der hohen wirtschaftlichen Nutzungsdauer eines Pumpspeicherkraftwerks werden die hohen Investitionskosten zu einem gewissen Teil relativiert. Ist aufgrund Überalterung ein wirtschaftlicher Betrieb nicht mehr möglich, erscheint es sinnvoll, das Kraftwerk nach einer umfassenden Modernisierung weiter zu nutzen. Ein Rückbau des Kraftwerks mit Wiederherstellung der ursprünglichen lokalen Gegebenheiten ist aufgrund der tiefgreifenden landschaftlichen Veränderungen wenn überhaupt, dann nur unter erheblichem finanziellen Aufwand zu verwirklichen und scheidet daher als Alternative aus.

4.1.3.5. Ökologische Aspekte

Obwohl Wasserkraft gemeinhin als umweltfreundliche Energiewandlungstechnologie gilt, ist doch zu beachten, dass gerade der Bau von Pumpspeicherkraftwerken beträchtliche Eingriffe in die Natur erfordert. Insbesondere durch die Errichtung der Stauseen werden die Landschaft und das lokale Ökosystem nachhaltig beeinflusst, wodurch sich auch die Lebensräume für Tiere und Pflanzen ändern.

Relativ unbekannt bzw. wenig beachtet ist die Tatsache, dass auch Pumpspeicherkraftwerke Treibhausgasemissionen verursachen können. Verrottet nämlich die Vegetation auf dem Grund eines neuen Stausees, so entsteht Methan, das in weiterer Folge in die Atmosphäre gelangt. Jüngsten Erkenntnissen zufolge können Stauseen sogar deutlich höhere Mengen an Treibhausgasen emittieren, als wenn die gleiche Energiemenge aus fossilen Energieträgern gewonnen wird. Das Ausmaß der Treibhausgasemissionen ist jedoch von Stausee zu Stausee unterschiedlich und hängt vor allem vom Klima in dem betreffenden Land ab. Stauseen in wärmeren Ländern produzieren mehr Treibhausgase als in kälteren Ländern [Graham-Rowe, 2005]. Eine mögliche Methode zur Verringerung bzw. Vermeidung der Treibhausgasemissionen wäre, vor der Flutung des Stausees die Vegetation im betroffenen Bereich zu entfernen – dies ist jedoch wiederum mit zusätzlichen Kosten verbunden.

Für eine ganzheitliche Betrachtung der Speichertechnologien ist auch der Energieaufwand für Errichtung und Abriss der Anlagen zu berücksichtigen. Tab. 4-13 gibt einen

[17] Das Pumpspeicherkraftwerk Ottenstein (Niederösterreich) der EVN beispielsweise hat nach EVN-Angaben eine Engpassleistung von 48 MW.

Überblick über den Energieeinsatz bei der Errichtung und die damit verbundenen Emissionen [Denholm et al., 2003].

Tab. 4-13: Energieaufwand und Emissionen bei Errichtung und Abbau eines Pumspeicherkraftwerks [Denholm et al., 2003]

	Energieaufwand GJ_{therm}/MWh_{el} Speicher-kapazität	Treibhausgasemissionen t CO_2-Äquiv./MWh_{el} Speicherkapazität
Staudammerrichtung	37,0 (25%)	3,35 (21%)
unterirdische Arbeiten	38,1 (25%)	4,52 (29%)
elektrische Ausrüstung	56,5 (38%)	4,31 (27%)
Staubeckenanlage	0,1 (≈ 0%)	2,2 (14%)
Abbau	17,9 (12%)	1,3 (8%)
Gesamt	**149,6**	**15,7**

Mit welchem Energieaufwand bzw. Emissionen während des gesamten Lebenszyklus zu rechnen ist, darüber gibt Tab. 4-14 Auskunft [Denholm et al., 2003]. Dabei ist aber zu beachten, dass besonders die Treibhausgasemissionen stark vom Kraftwerkspark des betreffenden Landes bzw. Energieerzeugers abhängig sind. Besteht dieser hauptsächlich aus Laufwasser- oder Kernkraftwerken, werden die CO_2-Äquivalent-Emissionen je erzeugter Energieeinheit niedriger sein als wenn zur Grundlastabdeckung in erster Linie thermische Kraftwerke eingesetzt werden.

Tab. 4-14: Energieaufwand und Emissionen während der Lebensdauer eines Pumpspeicherkraftwerks [Denholm et al., 2003]

	Energieaufwand	Treibhausgasemissionen (CO_2-Äquiv.)
Errichtung + Abbau (fixer Anteil)	149,6 GJ_{therm}/MWh_{el} Speicherkapazität	15,7 t/MWh_{el} Speicherkapazität
Betrieb und Instandhaltung (variabler Anteil)	25,8 GJ_{therm}/erzeugte GWh_{el}	1,8 t/erzeugte GWh_{el}

Mit diesen Daten kann errechnet werden, wie lange ein Pumpspeicherkraftwerk mindestens in Betrieb stehen muss, bis die zur Errichtung notwendige Energie umgesetzt ist („Energierückzahlzeit"). [Mosonyi et al., 2003] gibt für die Energierückzahlzeit von Pumpspeicherkraftwerke Größenordnungen zwischen 1 und 2 Jahren an bei einer jährlichen Ausnützungsdauer des Kraftwerks von 2500 h.

Die Energierückzahlzeit lässt sich nach eigenen Überlegungen folgendermaßen berechnen:

$$T_{RZ} = \frac{E_{Err} \cdot W_{nutz}}{RAV}$$

mit der im Becken gespeicherten nutzbaren Energie W_{nutz}, der zum Bau benötigte Energie E_{Err} sowie dem Regelarbeitsvermögen RAV. Die nutzbare Energie kann analog zur abgegebenen elektrischen Leistung mit (mittlerer) Fallhöhe h und Durchfluss Q nach der „Faustformel" [Brauner, 1996]

$$P_{el}[kW] = 8 \cdot Q\left[\frac{m^3}{s}\right] \cdot h[m]$$

abgeschätzt werden zu

$$W_{nutz}[kJ] = 8 \cdot V_{nutz}[m^3] \cdot h[m],$$

mit dem nutzbaren Beckeninhalt V_{nutz}.

Ein Vergleich verschiedener Technologien bezüglich Energierückzahlzeit und Treibhausgasemissionen wird im Abschnitt 5 durchgeführt.

4.2. Chemische Speicher

4.2.1. Akkumulatoren (Batterien)

4.2.1.1. Grundlagen der Batteriespeicher

Werden zwei unterschiedliche Metalle (Elektroden) in einen flüssigen Elektrolyten getaucht, so stellt sich zwischen diesen Elektroden eine Potentialdifferenz ein, deren Höhe von den benutzten Elektrodenmaterialien abhängt und aus den Standardpotentialen der beteiligten Metalle bestimmt werden kann.[18] Derartige Kombinationen Metall 1 – Elektrolyt – Metall 2 werden nach dem Italiener Galvani[19] als galvanische Elemente bezeichnet. Man unterscheidet zwei Arten von galvanischen Elementen:

- Primärelemente: stellen alleine aufgrund ihres Aufbaus Spannungsquellen dar. Im Betrieb treten irreversible elektrochemische Vorgänge auf, die die Nutzungsdauer der Primärelemente eng begrenzen.
- Sekundärelemente (Akkumulatoren): werden erst durch die Zufuhr elektrischer Energie (Aufladen) zu Spannungsquellen. Im Betrieb auftretende Vorgänge sind im wesentlichen reversibel, sodass die Nutzungsdauer bis zu mehreren Jahren betragen kann.

Primärelemente sind aus den oben angeführten Gründen für die Speicherung größerer Energiemengen ungeeignet und werden daher in dieser Arbeit nicht näher behandelt. Es muss jedoch erwähnt werden, dass sie aufgrund ihrer enormen Verbreitung bei nicht fachgerechter Entsorgung gravierende ökologische Probleme verursachen können.

Als generell sinnvollen Einsatzbereich für Batteriespeicher gibt [Cole et al., 2006] Leistungen bis zu 50 MW an.

4.2.1.2. Bleibatterie

- **Funktionsprinzip**

Bleiakkumulatoren zeichnen sich durch einen relativ einfachen Aufbau aus. Plattenförmige Elektroden aus Blei (Anode) bzw. Bleioxid (Kathode) sind in einen Elektrolyten aus verdünnter Schwefelsäure getaucht. Während des Entladevorganges spielen sich die folgenden Reaktionen ab [Linden, 1995]:

positive Elektrode: $PbO_2 + 4H^+ + 2e^- \xrightarrow{Entladen} Pb^{2+} + 2H_2O$

$$Pb^{2+} + SO_4^{2-} \xrightarrow{Entladen} PbSO_4$$

negative Elektrode: $Pb \xrightarrow{Entladen} Pb^{2+} + 2e^-$

[18] Das Standardpotential ist ein Maß für die Bereitschaft eines Metalls, Elektronen abzugeben. Als Bezugspunkt wird Wasserstoff das Standardpotential 0 zugewiesen. In der elektrochemischen Spannungsreihe sind die Elemente nach ihrem Standardpotential geordnet.

[19] Luigi Galvani, 1737-1798, ital. Arzt und Naturforscher; beobachtete als erster, dass bei derartigen Kombinationen elektrische Spannungen auftreten.

$$Pb^{2+} + SO_4^{2-} \xrightarrow{Entladen} PbSO_4$$

gesamt: $$Pb + PbO_2 + 2H_2SO_4 \xrightarrow{Entladen} 2PbSO_4 + 2H_2O + elektr.\,Energie$$

Während des Entladens nimmt die Säurekonzentration ab, sie kann daher als Maß für den Ladezustand des Akkus herangezogen werden. Tab. 4-15 gibt einen Überblick über die wichtigsten Kenndaten von Bleiakkumulatoren.

Tab. 4-15: Kenndaten von Bleiakkumulatoren
[Lailler, 2003, Rummich, Energiespeicher, 1999]

Nennspannung	V	2
Betriebstemperatur	°C	-20 ... +45[20]
Kapazitätsbereich[21]	Ah	1 ... 12 000
Energiedichte praktisch	Wh/kg	35 ... 45
Energiedichte theoretisch	Wh/kg	167
Energiewirkungsgrad	%	70 ... 80
Lebensdauer	Zyklen Jahre	300 ... 1500 3 ... 25
Selbstentladung	%/Monat	2 ... 5

Da im Elektrolyten Wasser enthalten ist, ist zu berücksichtigen, dass beim Laden (und besonders beim Überladen) durch die Elektrolyse Knallgas entsteht. Um Explosionen zu verhindern, muss sichergestellt sein, dass das Gas ungehindert entweichen kann. Daher ist bei herkömmlichen Bleibatterien regelmäßig der Flüssigkeitsstand zu kontrollieren und gegebenenfalls destilliertes Wasser nachzufüllen. In den so genannten wartungsfreien Batterien wird durch verschiedene Maßnahmen die Wasserstoffproduktion so weit gebremst, dass während der Lebensdauer kein Nachfüllen notwendig ist.

Bleibatterien haben folgende wesentlichen Vorteile [Mariyappan et al., 2004]:

- leicht verfügbar, verlässliche und ausgereifte Technologie
- in weitem Temperaturbereich einsetzbar
- zur Speicherung großer Energiemengen geeignet
- relativ hohe Zellenspannung
- unempfindlich gegenüber kurzzeitig hohen Strömen
- hoher Speicherwirkungsgrad (> 70%)
- verhältnismäßig billig

Diesen stehen aber bestimmte Nachteile gegenüber, wie

- begrenzte Zahl von Lade-/Entladezyklen
- hoher Platzbedarf (1,5m^2/kWh)
- Tiefentladung führt zu irreparablen Schäden
- niedrige Energiedichte bzw. hohes Gewicht

[20] Empfohlen sind Betriebstemperaturen zwischen 10 und 30°C.

[21] Die Kapazität einer Batterie ist ein Maß für die Strommenge, die während einer gewissen Zeitdauer abgegeben werden kann. Strenggenommen handelt es sich also um eine Ladungsmenge.

- Explosionsgefahr beim Laden
- ökologisch bedenklich

- **Technische Reife, Anwendungsmöglichkeiten, ausgeführte Anlagen**

Die Elektrizitätsspeicherung in Akkumulatoren ist seit rund eineinhalb Jahrhunderten bekannt und dementsprechend erprobt. Im Jahre 1859 erfand der französische Physiker Gaston Planté die Blei-Säure-Batterie als erste wiederaufladbare Speicherbatterie, die aber zunächst noch als Laborkuriosität betrachtet wurde und erst nach verschiedenen Verbesserungen durch Emile Alphonse Fauré größere Verbreitung fand. In Deutschland wurden ab den 1880er-Jahren mehrere Versuche mit Triebwagen unternommen, die ihre Energie aus mitgeführten Akkumulatoren bezogen, die erste in größerer Stückzahl gebaute Type waren die Akkutriebwagen der Bauart Wittfeld[22], welche die Preußische Eisenbahn ab 1907 in Betrieb nahm. Diese Triebwagen der späteren Baureihe ETA 177 hatten eine Nennleistung von 192 kW und waren für 75 km/h zugelassen. Die Akkumulatorkapazität von 396 kWh gestattete eine Reichweite von 300 km.[23] Auch auf der 1913 eröffneten und von Anfang an elektrisch betriebenen Lokalbahn Wien – Pressburg wurden Akkulokomotiven eingesetzt, sie hatten eine Stundenleistung von 143 kW, die Batteriekapazität betrug 89 Ah.[24]

Aufgrund ihrer hohen Masse konnten sich Bleibatterien jedoch in der elektrischen Traktion nie in größerem Ausmaß durchsetzen. Lediglich in bestimmten industriellen und gewerblichen Anwendungen haben sie eine gewisse Bedeutung erlangt, wenn Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor aufgrund des Einsatzes in geschlossenen Räumen oder explosionsgefährdeter Umgebung nicht in Frage kommen. Bekannte Beispiele hierfür sind Akku-Gabelstapler, Grubenlokomotiven in Bergwerken oder auch elektrische Rollstühle.

Weit verbreitet ist die Bleibatterie auch als Pufferbatterie, etwa in USV-Anlagen oder als Notstromversorgung. Mitte der 1980er-Jahre nahm beispielsweise die Berliner BEWAG einen Batteriespeicher mit 17 MW Sofortreserveleistung in Betrieb, damals die größte Batteriespeicheranlage weltweit [Rummich, 1999]. Aber auch in Photovoltaik-Inselnetzen werden Bleibatterien gerne als Solarbatterie herangezogen, um die von der Sonne bereitgestellte Energie zu speichern. Neben vielen anderen Berghütten sei hier als Beispiel die Richtfunkstation auf dem Spering im Sengsengebirge erwähnt [Schauer et al., 1996]. Und nicht zu vergessen ist der millionenfache Einsatz der Bleibatterie als Starterbatterie dank ihrer Unempfindlichkeit gegen hohe Ströme.

- **Ökonomische Aspekte**

Nach [Bamberger, 2006] liegt der Preis von Bleibatterien zwischen 60 und 130 €/kW. Als energiebezogene Werte nennt [Lailler, 2003], abhängig von der Batterietype, Kosten zwischen 50 und 250 €/kWh. Damit ist die Bleibatterie der mit Abstand billigste Batteriespeicher. Welche Kennwerte die DOE-Studie für Großanlagen [10 – 1000 MW/10 – 8000 MWh] nennt, darüber gibt Tab. 4-16 Auskunft.

Weitgehend ähnliche Werte gelten für DG-Anlagen [100 – 2000 kW/50 – 8000 kWh], die leistungsbezogenen Kosten liegen hier jedoch mit 152 €/kW höher als bei Großspeicheranlagen, während die Ausgaben für die Anlagenperipherie mit 43,5 €/kWh bei DG-Anlagen nur ein Drittel betragen. Für die Selbstentladung ist mit 0,1 %/Tag zu rechnen.

[22] Gustav Wittfeld, 1855-1923, deutscher Ingenieur und Lokomotivkonstrukteur.

[23] Horst J. Obermayer: Triebwagen, Weltbild-Verlag GmbH, Augsburg, 1995

[24] Erwin Drescher: Taschenlexikon der ÖBB-Triebfahrzeuge 1953 – 1975, Verlag Brüder Hollinek, Wien, 1976

Tab. 4-16: Kosten von Bleibatterien in Großanlagen [Schoenung et al., 2003]

energiebezogene Kosten	€/kWh	131 – 174
leistungsbezogene Kosten	€/kW	109
Anlagenperipherie	€/kWh	131
Betrieb und Instandhaltung	€/(kW·a)	4,35 – 13,1
Lebensdauer	a	5 – 6
Ersetzungskosten	€/kWh	131 – 174
Gesamter Wirkungsgrad	%	75

Für Anwendungen im Bereich der Power Quality [0,1 – 2 MW/0,028 – 16,67 kWh] gelten etwas andere Richtwerte (Tab. 4-17):

Tab. 4-17: Kosten von Bleibatterien in PQ-Anwendungen [Schoenung et al., 2003]

energiebezogene Kosten	€/kWh	261
leistungsbezogene Kosten	€/kW	220
Anlagenperipherie	€/kWh	k. A.
Betrieb und Instandhaltung	€/(kW·a)	8,7
Lebensdauer	a	6
Ersetzungskosten	€/kWh	261
Gesamter Wirkungsgrad	%	75

Für die wirtschaftlichen Betrachtungen in Kap. 5 dient für die Investitionskosten der Bereich zwischen 60 und 220 €/kW als Grundlage.

- **Ökologische Aspekte**

Welchen Energieaufwand Errichtung und Abbau einer Bleibatterie-Speicheranlage erfordern bzw. welche Emissionen dadurch verursacht werden, darüber gibt die Tab. 4-18 Auskunft. Tab. 4-19 beschreibt, mit welchem Energieaufwand und Emissionen während des gesamten Lebenszyklus zu rechnen ist [Denholm et al., 2003]. Anhand dieser Daten können wiederum energetische Amortisationszeit und Erntefaktor errechnet werden.

Tab. 4-18: Energieaufwand und Emissionen bei Errichtung und Abbau einer Bleibatterie-Speicheranlage [Denholm et al., 2003]

	Energieaufwand GJ_{therm}/MWh_{el} Speicherkapazität	Treibhausgasemissionen t CO_2-Äquiv./MWh_{el} Speicherkapazität
Elektrolyt	689 (28,3%)	37,9 (13,2%)
andere Bestandteile	296 (12,1%)	16,7 (5,8%)
Herstellung	1032 (42,4%)	172 (59,7%)
Transport	56 (2,3%)	9,3 (3,2%)
Netzanbindung	270 (11,1%)	45,0 (15,6%)
Anlagenperipherie	42 (1,7%)	7,0 (2,4%)
Abbau und Recycling	52 (2,1%)	k. A.
Gesamt	**2437 (100%)**	**287,9 (100%)**

Tab. 4-19: Energieaufwand und Emissionen während der Lebensdauer von Bleibatterie-Speicheranlagen [Denholm et al., 2003]

	Energieaufwand	Treibhausgasemissionen (CO_2-Äquiv.)
Errichtung + Abbau (fixer Anteil)	2437 GJ_{therm}/MWh_{el} Speicherkapazität	287,9 t/MWh_{el} Speicherkapazität
Betrieb und Instandhaltung (variabler Anteil)	207,4 GJ_{therm}/erzeugte GWh_{el}	14,7 t/erzeugte GWh_{el}

Eine energetische und ökologische Analyse für ein konkretes Anwendungsbeispiel wird in Kap. 5 durchgeführt.

4.2.1.3. Lithium-Ionen-Zelle und Lithium-Polymer-Zelle

- **Funktionsprinzip**

Motivation für die Entwicklung der Lithium-Ionen-Batterie war die Tatsache, dass Lithium mit seinem Standardpotential von -3,045 V am Ende der elektrochemischen Spannungsreihe steht, und aufgrund seiner geringen Massendichte[25] eine besonders hohe Energiedichte zulässt. Grundprinzip der Lithium-Ionen-Zelle ist die Einlagerung von Lithiumionen in bestimmte Schichtstrukturen bei gleichzeitiger Elektronenaufnahme oder -abgabe. Dabei entsteht jedoch keine definierte chemische Verbindung. Als „Ionenträgermaterial" kommen für die Anode Kohlenstoffgitter (z.B. C_6) zur Anwendung, für die Kathode sind es gewisse Oxide, wie Kobaltoxid (CoO_2) oder Manganoxid (Mn_2O_4). Lithiumsalze (z.B. $LiPF_6$), gelöst in organischen Karbonaten, bilden den Elektrolyten. Im Betrieb der Zelle (Ladung bzw. Entladung) pendeln die Lithiumionen zwischen den Elektroden, die Elektrodenmaterialien selbst bleiben beinahe unverändert. Beim Entladen laufen die folgenden Reaktionen ab; x ist dabei eine Zahl zwischen 0 und 1 und gibt an, wieviele Lithiumionen pro Kohlenstoffatom absorbiert bzw. freigesetzt werden, MO_2 steht für das jeweils verwendete Metalloxid [Linden, 1995].

positive Elektrode: $$Li_{(1-x)}MO_2 + xLi^+ + xe^- \xrightarrow{Entladen} LiMO_2$$

negative Elektrode: $$Li_xC \xrightarrow{Entladen} C + xLi^+ + xe^-$$

gesamt: $$Li_xC + Li_{(1-x)}MO_2 \xrightarrow{Entladen} C + LiMO_2 + elektr.\ Energie$$

Lithium-Ionen-Akkus zeichnen sich durch eine relativ hohe Zellspannung von etwa 3,6 V und ebenfalls hohe Energiedichten aus, 165 Wh/kg wurden bereits erreicht. Ihre Energieeffizienz beträgt nach Angaben der Firma SAFT bis zu 96 %. Die Lebensdauer variiert je nach Quelle zwischen 300 und 3000 Lade-/Entladezyklen.[26]

Ein Nachteil von Lithium-Ionen-Batterien ist ihr inhärentes Sicherheitsrisiko. Wie auch bei der Zink-Brom-Batterie kommt es während des Ladens zur Entstehung von Dendriten. Bei zu starkem Wachstum können diese interne Kurzschlüsse verursachen, wodurch viel Wärme entsteht. Brände und auch Explosionen können die Folge sein. Um die Dendritenbildung möglichst zu unterbinden, werden die Ladeströme auf niedrige Werte begrenzt

[25] Lithium ist bei Umgebungstemperatur das leichteste aller festen Elemente und das drittleichteste Element überhaupt, seine Dichte beträgt 0,53 g/cm^3.

[26] Auf www.batteryuniversity.com/partone-3-german.htm (23. Jänner 2007) werden 300 – 500 Zyklen für 80% der Nennkapazität angegeben, www.electricitystorage.org (ebenfalls 23. Jänner 2007) spricht bei der gleichen Restkapazität von 3000 Zyklen.

(etwa I_{10}[27]). Weiters werden auch die Batteriegehäuse aus speziellen Materialien druckdicht ausgeführt, um das Unfallrisiko im Schadensfall möglichst gering zu halten. Diese versiegelte Bauweise ist möglich, da die Batterien während der Lebenszeit keine Wartung benötigen.

Die wichtigsten Kenndaten von Lithium-Ionen-Batterien fasst Tab. 4-20 zusammen.

Tab. 4-20: Kenndaten von Lithium-Ionen-Akkumulatoren [Jossen et al., 2003]

Nennspannung	V	3,6
Betriebstemperatur	°C	-25 ... +45[28]
Kapazitätsbereich	Ah	< 1
Energiedichte praktisch	Wh/kg	80 ... 150
Energiewirkungsgrad	%	70 ... 90[29]
Lebensdauer	Zyklen Jahre	500 ... 1200 6 ... 15
Selbstentladung	%/Monat	1 ... 6

Eine Weiterentwicklung der Lithium-Ionen-Zelle ist der Lithium-Polymer-Akku. Bei diesem ist der organische Elektrolyt durch einen Polymerelektrolyten ersetzt, der gleichzeitig auch als Separator fungiert. Sowohl Elektrolyt wie auch Elektroden sind als Folien ausgeführt, die gesamte Dicke von Elektrolyt, Elektroden und Isolation beträgt weniger als 100 µm. Aufgrund dieses kompakten Aufbaus und des geringeren Gewichts lassen sich so höhere Energiedichten erzielen. Weiters ist wegen des flexiblen Materials die geometrische Form des Akkus in weiten Bereichen frei wählbar, dadurch können auch kompliziertere Hohlräume in Geräten leicht zur Unterbringung der Energieversorgung genutzt werden. Dank ihres Aufbaues eignen sich Lithium-Polymer-Akkus für die billige Massenproduktion, auch sind sie unempfindlich gegen Leckagen [Jossen et al., 2003].

- **Technische Reife, Anwendungsmöglichkeiten, ausgeführte Anlagen**

Aufgrund ihrer Leistungsfähigkeit und ihres geringen Gewichtes werden Lithium-Ionen-Akkus gerne zur Energieversorgung von Mobiltelefonen, Videokameras oder Notebooks herangezogen. Für Elektrofahrzeuge sind Zellen mit Kapazitäten von bis zu 60 Ah entwickelt worden, Prototypen sind in Bau und sollen in Bälde in Feldversuchen erprobt werden.[30] Auch bei Weltraumanwendungen spielen Lithium-Ionen-Batterien aufgrund ihrer hohen Energiedichte eine wichtige Rolle.

- **Ökonomische Aspekte**

Haupthindernis an der großtechnischen Markteinführung von Lithium-Ionen-Batterien sind die derzeit noch hohen Kosten zwischen 700 und 1000 €/kWh. Für industrielle Anwendungen werden Größenordnungen von 150 bis 250 €/kWh für energieoptimierte bzw. 35 €/kW bei leistungsoptimierten Batterien angestrebt. Aufgrund des Wettbewerbs zwischen Japan

[27] Die Zahl im Index gibt an, wie lange geladen werden muss, damit die Nennkapazität erreicht wird. I_{10} bedeutet also, dass die Batterie 10 Stunden lang mit diesem Strom geladen werden muss, damit sie wieder ihre Nennkapazität besitzt.

[28] Optimal sind max. +20 °C

[29] Der Batteriehersteller SAFT (www.saftbatteries.com) spricht in einer Produktinformation über Lithium-Ionen-Batterien für Weltraumanwendungen („Rechargeable Li-ion battery systems. Light energy storage for space applications", Oktober 2006) sogar von 96 %.

[30] www.varta-automotive.com; 21. Jänner 2007

und China kann jedoch mit weiteren Preissenkungen gerechnet werden, so sind zwischen 1991 und 2002 die Preise für kleine Batterien um rund 90 % von 2,8 €/Wh auf 0,26 €/Wh gesunken [Jossen et al., 2003]. [Bamberger, 2006] beziffert die leistungsbezogenen Investitionskosten mit 300 bis 1500 €/kW. Die DOE-Studie gibt für Lithium-Ionen-Batterien in DG-Anwendungen die folgenden typischen Werte an (Tab. 4-21):

Tab. 4-21: Kosten von Lithium-Ionen-Akkus in DG-Anwendungen [Schoenung et al., 2003]

energiebezogene Kosten	€/kWh	435
leistungsbezogene Kosten	€/kW	152
Anlagenperipherie	€/kWh	0
Betrieb und Instandhaltung	€/(kW·a)	21,8
Lebensdauer	a	10
Ersetzungskosten	€/kWh	435
Gesamter Wirkungsgrad	%	85

In PQ-Anwendungen gelten wiederum teilweise höhere Kosten, wie Tab. 4-22 zeigt.

Tab. 4-22: Kosten von Lithium-Ionen-Akkus in PQ-Anwendungen [Schoenung et al., 2003]

energiebezogene Kosten	€/kWh	435
leistungsbezogene Kosten	€/kW	174
Anlagenperipherie	€/kWh	k. A.
Betrieb und Instandhaltung	€/(kW·a)	21,8
Lebensdauer	a	10
Ersetzungskosten	€/kWh	435
Gesamter Wirkungsgrad	%	85

Den Betrachtungen im Kap. 5 werden Investitionskosten im Bereich zwischen 150 und 1500 €/kW zugrundegelegt.

Für Lithium-Polymer-Akkus werden 200 €/kWh angestrebt [Jossen et al., 2003], die leistungsbezogenen Investitionskosten bewegen sich derzeit zwischen 300 und 500 €/kW [Bamberger, 2006].

Aufgrund des hohen Energiewirkungsgrades von bis zu 90 % und mehr können jedoch im Betrieb die höheren Investitionskosten zumindest teilweise kompensiert werden. Weiters sind, wie weiter oben schon erwähnt, Lithium-Systeme über die Lebenszeit praktisch wartungsfrei, dadurch entstehen für die Erhaltung keine zusätzlichen Kosten, wie etwa bei bestimmten Blei- oder Nickelbatteriesystemen.

4.2.1.4. Natrium-Nickelchlorid-Batterie

- **Funktionsprinzip**

Im Gegensatz zu den bisher behandelten Akkus zählt die Natrium-Nickelchlorid-Batterie, auch als ZEBRA-Batterie[31] bekannt, zu den Hochtemperatur-Zellen. Die Reaktionspartner sind flüssiges Natrium und festes Nickelchlorid ($NiCl_2$), als Elektrolyt dienen festes β-Aluminiumoxid (β-Al_2O_3) und flüssiges Natriumtetrachloraluminat ($NaAlCl_4$, Schmelzpunkt bei 157 °C). Der Schmelzelektrolyt ist notwendig, da im Betrieb sowohl $NiCl_2$ als auch β-

[31] ZEBRA: Zero Emission Battery Research Activity of AEG Anglo Battery Holding

Al_2O_3 in fester Form vorliegen. Die Arbeitstemperatur liegt zwischen 270 °C und 350 °C, gleichzeitig ist im Betrieb jedoch auch für ausreichende Kühlung zu sorgen [Rummich, 1999]. Abb. 4-8 zeigt den schematischen Aufbau der Na-$NiCl_2$-Zelle. Während der Entladung geschehen die folgenden Reaktionen:

positive Elektrode: $NiCl_2 + 2e^- \xrightarrow{Entladen} Ni + 2Cl^-$

negative Elektrode: $2Na \xrightarrow{Entladen} 2Na^+ + 2e^-$

Gesamt: $2Na + NiCl_2 \xrightarrow{Entladen} Ni + 2NaCl + elektr.\ Energie$

Die Leerlaufspannung ist mit 2,58 V relativ hoch, an Energiedichten wurden bisher in der Praxis 80 – 100 Wh/kg erreicht. Im Gegensatz zur Natrium-Schwefel-Zelle ist hier die thermische Zyklenanzahl unbegrenzt [Rummich, 1999].

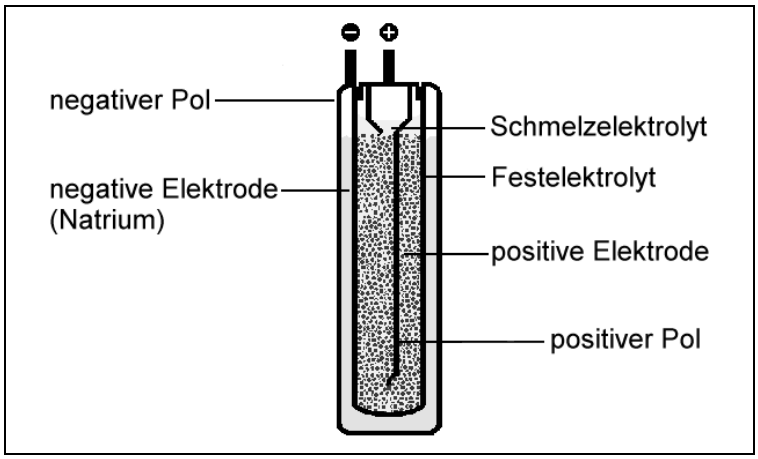

Abb. 4-8: Schematische Darstellung der Na-$NiCl_2$-Zelle

- **Technische Reife, Anwendungsmöglichkeiten, ausgeführte Anlagen**

Die Natrium-Nickelchlorid-Batterie ist zur Zeit noch kaum verbreitet. Wie die Na-S-Batterie scheint sie vor allem für stationäre Anwendungen geeignet. Es werden jedoch immer wieder Versuche mit elektrisch betriebenen Fahrzeugen durchgeführt. Ein allfälliger Einsatz in Privat-PKWs dürfte aufgrund der langen Standzeiten und der damit verbundenen Verschlechterung des Wirkungsgrades nicht sinnvoll sein. Die Schweizer Firma MES-DEA S. A. ist derzeit der einzige Hersteller von Na-$NiCl_2$-Batterien.[32]

- **Ökonomische Aspekte**

Entsprechend ihrer geringen Verbreitung sind die Informationen über die Kosten sehr dürftig. Yves Bamberger von der EdF spricht in einem Vortrag aus 2006 von 400 bis 700 €/kW, bzw. 360 €/kWh [Bamberger, 2006]. Für die Zukunft werden laut der DOE-Studie Kosten von 130 €/kWh angestrebt [Schoenung et al., 2003]. Bezüglich der Lebensdauer ist die Zielsetzung, 15 Jahre zu erreichen [Garche, 2006]. Mangels Daten wurden in den Berechnungen in Kap. 5 für Betriebskosten und Wirkungsgrad die gleichen Größenordnungen wie bei Natrium-Schwefel-Batterien angenommen.

[32] Webseite des Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe, RWTH Aachen www.isea.rwth-aachen.de/isea2/forschung/batterien/technologie.php?site=tec_hochtemp.php (27. Jänner 2007)

4.2.1.5. Natrium-Schwefel-Batterie

- **Funktionsprinzip**

Wie die Natrium-Nickelchlorid-Zelle zählt auch die Natrium-Schwefel-Batterie zu den Hochtemperatur-Zellen. Ihre Arbeitstemperatur liegt zwischen 300 °C und 350 °C, als Reaktionspartner dienen Natrium und Schwefel. Um einen besseren Elektronentransport zu erreichen, befindet sich der Schwefel, der ja zu den Nichtleitern gehört, in einer leitfähigen Graphitfilzstruktur. Den prinzipiellen Aufbau einer Na-S-Zelle zeigt Abb. 4-9.

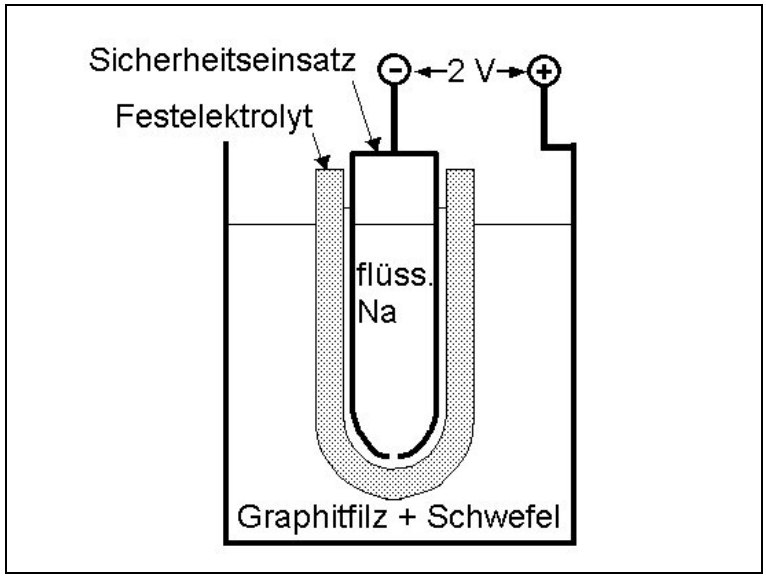

Abb. 4-9: Schematische Darstellung der Na-S-Zelle
(vgl. www.electricitystorage.org)

Wesentliches Merkmal der Na-S-Zelle ist, dass im Betrieb beide Elektroden flüssig sind. Als Elektrolyt wird daher der keramische Festelektrolyt β-Aluminiumoxid (β-Al_2O_3) herangezogen, der bei Betriebstemperatur ein guter Natriumionen-Leiter ist. Um die Batterie auf ihrer Arbeitstemperatur halten zu können, ist eine gute thermische Isolation erforderlich. Durch die Verwendung spezieller Faserstoffe können hierbei für die Wärmeleitfähigkeit Werte um 2,5 mW/(K·m) erreicht werden. Gleichzeitig ist die Batterie im Betrieb aber auch zu kühlen. Da aus Sicherheitsgründen maximal 30 thermische Zyklen erlaubt sind, ist es ratsam, die Batterie möglichst immer auf Betriebstemperatur zu halten.

Da während des Entladens das flüssige Natrium in der Zelle abnimmt, ist der in der Abbildung sichtbare Sicherheitseinsatz notwendig. Aufgrund der Kapillarwirkung ist der Natriumspiegel im Spalt zwischen Sicherheitseinsatz und Festelektrolyt höher als im Rest der Batterie, dadurch wird die Fläche des Stromübergangs vergrößert und Überhitzung infolge zu hoher Stromdichten verhindert. Während des Entladens laufen die folgenden Reaktionen ab [Rummich, 1981]:

positive Elektrode: $S_x + 2e^- \xrightarrow{Entladen} S_x^{2-}$

negative Elektrode: $Na \xrightarrow{Entladen} Na^+ + e^-$

gesamt: $2Na + S_x \xrightarrow{Entladen} Na_2S_x$

Die Leerlaufspannung beträgt 2,08 V, für die Energiedichte kann mit 120 Wh/kg gerechnet werden (in Versuchen wurden bis etwa 190 Wh/kg erreicht) [Rummich, Energieerzeugung, 1998].

- **Technische Reife, Anwendungsmöglichkeiten, ausgeführte Anlagen**

Natrium-Schwefel-Batterien zeichnen sich durch hohe Effizienz aus (89 %) und können für kurze Zeit (bis 30 s) das Sechsfache ihrer Dauerleistung zur Verfügung stellen. Das macht sie als Spitzenreserve interessant. In Japan beispielsweise stehen mehr als 30 Na-S-Speicheranlagen in Betrieb mit einer Gesamtkapazität von über 20 MW während acht Stunden täglich, die größte unter ihnen kann während 8 Stunden 6 MW liefern. Ähnliche Anlagen in den USA sind in Planung.

- **Ökonomische Aspekte**

In der DOE-Studie werden folgende typische Werte (für Großanlagen) angeführt (Tab. 4-23):

Tab. 4-23: Kosten von Natrium-Schwefel-Speichern in Großanlagen [Schoenung et al., 2003]

energiebezogene Kosten	€/kWh	218
leistungsbezogene Kosten	€/kW	131
Anlagenperipherie	€/kWh	43,5
Betrieb und Instandhaltung	€/(kW·a)	17,4
Lebensdauer	a	10
Ersetzungskosten	€/kWh	200
Gesamter Wirkungsgrad	%	70

Nahezu die gleichen Werte gelten auch für DG-Anwendungen, mit den Ausnahmen, dass hier die Lebensdauer mit 15 Jahren angenommen werden kann sowie für die Anlagenperipherie keine Kosten anfallen. Zu gänzlich anderen Werten kommt [Thijssen, 2001], hier ist von leistungsbezogenen Investitionskosten zwischen 1100 und 3300 €/kW die Rede. In dieser Größenordnung bewegt sich auch [Spahić et al., 2006] mit 2100 €/kW.

4.2.1.6. Nickelbatterien

Unter dem Begriff Nickelbatterien sind Batterien zusammengefasst, bei denen im Anodenmaterial Nickel enthalten ist. Am gebräuchlichsten ist (derzeit noch) die Nickel-Cadmium-Zelle, daneben existieren aber auch noch andere Bauformen, wie Nickel-Metallhydrid-Zelle, Nickel-Eisen-Zelle oder auch Nickel-Zink-Zelle. Nickelbatterien gehören zu den alkalischen Batteriesystemen, bei denen im Gegensatz zur Bleibatterie der Elektrolyt während der Ladung bzw. Entladung unverändert bleibt.

- **Nickel-Cadmium-Zelle**

Die Nickel-Cadmium-Zelle besitzt (wie alle Nickelbatterien) im geladenen Zustand eine Kathode aus Nickel(III)-oxidhydroxid (NiOOH), als Anodenmaterial wird metallisches Cadmium verwendet. Als Elektrolyt dient zumeist 20%ige Kalilauge (KOH). Während des Entladevorganges laufen die folgenden Reaktionen ab (beim Laden in umgekehrter Richtung) [Dahlen, 2003]:

positive Elektrode: $2NiOOH + 2H_2O + 2e^- \xrightarrow{Entladen} 2Ni(OH)_2 + 2OH^-$

negative Elektrode: $Cd + 2OH^- \xrightarrow{Entladen} Cd(OH)_2 + 2e^-$

Gesamt: $2NiOOH + 2H_2O + Cd \xrightarrow{Entladen} 2Ni(OH)_2 + Cd(OH)_2 + elektr.\ Energie$

Ni-Cd-Batterien zeichnen sich durch eine Reihe von Vorteilen aus. Aufgrund ihres geringen Innenwiderstandes lassen sie auch höhere Ströme zu, sowohl beim Entladen als

auch beim Laden, wodurch die Möglichkeit einer Schnellladung besteht. Weiters sind sie unempfindlich gegenüber Kurzschlüssen und Überladung. Im Gegensatz zu vielen anderen Technologien können Ni-Cd-Akkus auch bei sehr tiefen Temperaturen bis -20 °C, mit konzentrierterem Elektrolyt sogar bis -50 °C verwendet werden [Linden, 1995]. All dies machte sie zu *der* „wiederaufladbaren Batterie" schlechthin im Konsumgüterbereich. Allerdings weist die NiCd-Batterie auch mehrere Nachteile auf, insbesondere den Memory-Effekt[33] und die mangelnde Umweltverträglichkeit von Cadmium. Tab. 4-24 gibt einen Überblick über die wichtigsten Kennwerte von Nickel-Cadmium-Batterien.

Tab. 4-24: Kenndaten von Nickel-Cadmium-Akkumulatoren [Dahlen, 2003, Linden, 1995]

Nennspannung	V	1,2
Betriebstemperatur	°C	-20 ... +45[34]
Kapazitätsbereich	Ah	0,01 ... 300
Energiedichte praktisch	Wh/kg	25 ... 40
Energiewirkungsgrad	%	60 ... 80
Lebensdauer	Zyklen Jahre	1000 ... 4000 4 ... 15
Selbstentladung	%/Monat	1 ... 3

- **Nickel-Metallhydrid-Zelle**

Die Nickel-Metallhydrid-Batterie wird gerne als Nachfolgerin der Ni-Cd-Batterie betrachtet. Bei ihr kommt anstelle des giftigen Cadmiums eine ungefährliche Metall-Legierung zur Anwendung, die Wasserstoff speichern kann. Als Elektrolyt dient wiederum 20%ige Kalilauge. Beim Entladen laufen die folgenden Reaktionen ab [Dahlen, 2003]:

positive Elektrode: $NiOOH + H_2O + e^- \xrightarrow{Entladen} Ni(OH)_2 + OH^-$

negative Elektrode: $MH + OH^- \xrightarrow{Entladen} M + H_2O + e^-$

gesamt: $NiOOH + MH \xrightarrow{Entladen} Ni(OH)_2 + M + elektr.\,Energie$

Während die Nennspannung also ebenfalls 1,2 V beträgt, liegt die praktisch erreichbare Energiedichte etwa doppelt so hoch wie bei der Ni-Cd-Zelle. Wie bei dieser liegt auch das Haupteinsatzgebiet der Ni-MH-Zelle im Bereich der Konsumgüter. Aufgrund der ähnlichen Zellspannung und der gleichen Bauformen können Ni-Cd-Batterien zumeist direkt durch Ni-MH-Batterien ersetzt werden. Ein Nachteil der Nickel-Metallhydrid-Zelle ist der so genannte Lazy-Battery-Effekt[35], der wie der Memory-Effekt durch zu frühes Wiederaufladen verursacht wird. Die Auswirkungen des Lazy-Battery-Effekts sind jedoch weit weniger gravierend als beim Memory-Effekt [Haluschack, 2002].

Anders als die Ni-Cd-Batterie ist die Ni-MH-Zelle absolut ungeeignet für niedrige Temperaturen. Bereits bei 0 °C macht sich ein deutlicher Kapazitätsverlust bemerkbar, bei

[33] Memory-Effekt: Wird eine Ni-Cd-Zelle nur bis zu einem bestimmten Grad entladen und dann wieder aufgeladen, so steht auch bei den nächstfolgenden Entladungen die Batteriekapazität nur bis zu diesem Punkt zur Verfügung. Auf diese Weise kann die Betriebszeit des Akkus merklich verkürzt werden.

[34] Laden und Entladen sollen vorzugsweise oberhalb von +10°C stattfinden.

[35] Der Lazy-Battery-Effekt macht sich durch eine verminderte Spannung während der gesamten Entladezeit bemerkbar, verkürzt jedoch die Betriebszeit nur geringfügig.

-20 °C bricht (abhängig vom Entladestrom) die Kapazität gänzlich zusammen. Ni-MH-Batterien reagieren auch empfindlich auf Überladung, Tiefentladung, Umpolung oder Überhitzung, die Folgen sind Kapazitätsverlust, verminderte Zyklendauer und verkürzte Lebensdauer [Linden, 1995]. Die wichtigsten Kennwerte von Nickel-Metallhydrid-Batterien sind in Tab. 4-25 enthalten.

Tab. 4-25: Kenndaten von Nickel-Metallhydrid-Akkumulatoren [Dahlen, 2003, Linden, 1995]

Nennspannung	V	1,2
Betriebstemperatur	°C	-20 ... +50[36]
Kapazitätsbereich	Ah	1,3 ... 2,9
Energiedichte praktisch	Wh/kg	50 ... 80
Energiewirkungsgrad	%	70
Lebensdauer	Zyklen Jahre	300 ... 1000[37] 2 ... 5
Selbstentladung	%/Monat	20

- **Technische Reife, Anwendungsmöglichkeiten, ausgeführte Anlagen**

Nickelbatterien sind seit Beginn des 20. Jh. bekannt. Nicht zuletzt ihre einfache und problemlose Handhabbarkeit machte besonders die Nickel-Cadmium-Zelle zu dem Standard-Akku im Bereich der Konsumgüter. Schnurlostelefone, elektrische Zahnbürsten und Rasierer, aber auch akkubetriebene Werkzeuge wären ohne Nickelbatterien nicht denkbar. Auch Modellbauer schätzen die Zellen aufgrund ihrer Schnellladefähigkeit und ihrer relativ hohen Energiedichte. Darüberhinaus sind Nickelbatterien auch als Energieversorgung von Notbeleuchtungen gebräuchlich. Die bisher größte serienmäßig hergestellte Nickel-Metallhydrid-Batterie ist im Hybrid-PKW der Marke Toyota Prius eingebaut, sie besteht aus 28 Modulen und liefert eine Spannung von 201,6 V.[38]

- **Ökonomische Aspekte**

Je nach Zellenbauart reichen die spezifischen Energiekosten von mehreren hundert bis zu mehreren tausend €/kWh. Während für belüftete Pocket-Plate-Zellen (Zellen mit Taschenplatten-Elektroden) mit 300 bis 1800 €/kWh zu rechnen ist, liegen die Kosten für belüftete Fibre-Plate-Zellen (Elektroden mit Faserstruktur) bei 600 bis 2300 €/kWh. Geschlossene zylindrische Zellen sind in entsprechend großen Mengen relativ billig, die Kosten betragen typischerweise zwischen 600 €/kWh (Ni-Cd) und 800 €/kWh (Ni-MH) [Dahlen, 2003]. Typische Werte für Ni-Cd-Zellen in Großspeicheranlagen sind in der Tab. 4-26 dargestellt

Für Ni-Cd-Anlagen im DG-Bereich gelten etwas andere Kosten, sie sind in der nachfolgenden Tab. 4-27 wiedergegeben [Schoenung et al., 2003].

[36] Empfohlene Werte sind +10 °C bis +30 °C (Laden) und 0 °C bis 25 °C (Entladen).

[37] Spezielle Bauarten schaffen 1500 bis 6000 Zyklen, ihre Selbstentladung liegt bei 60 %/Monat.

[38] Toyota Prius Datenblatt

Tab. 4-26: Kosten von Nickel-Cadmium-Speichern in Großanlagen [Schoenung et al., 2003]

energiebezogene Kosten	€/kWh	522
leistungsbezogene Kosten	€/kW	109
Anlagenperipherie	€/kWh	131
Betrieb und Instandhaltung	€/(kW·a)	4,35
Lebensdauer	a	10
Ersetzungskosten	€/kWh	522
Gesamter Wirkungsgrad	%	65

Tab. 4-27: Kosten von Nickel-Cadmium-Anlagen in DG-Anwendungen [Schoenung et al., 2003]

energiebezogene Kosten	€/kWh	522
leistungsbezogene Kosten	€/kW	152
Anlagenperipherie	€/kWh	43,5
Betrieb und Instandhaltung	€/(kW·a)	21,8
Lebensdauer	a	10
Ersetzungskosten	€/kWh	522
Gesamter Wirkungsgrad	%	65

Für die wirtschaftlichen Betrachtungen in Kap. 5 wurde der Kostenbereich zwischen 110 und 150 €/kW als Grundlage herangezogen.

4.2.2. Redox-Flow-Batterien

4.2.2.1. Grundlagen und Wirkungsweise

Redox-Flow-Batterien funktionieren ähnlich wie die Brennstoffzelle (siehe Kap. 4.2.3), mit dem Unterschied, dass die Reaktion in der Redox-Flow-Batterie reversibel ist. Aus diesem Grund werden Redox-Flow-Batterien gelegentlich auch als regenerative Brennstoffzellen bezeichnet [Price et al., 2002].

Redox-Flow-Zellen werden üblicherweise bei niedrigen Temperaturen und Drücken betrieben. Eine Zelle besteht aus zwei inerten Elektroden, einer ionendurchlässigen Membran (Separator), die mit Katalysatoren versehen ist, und zwei getrennten Elektrolytkreisläufen. Als Elektrolyten dienen Salzlösungen, die in getrennten Behältern aufbewahrt werden und deren Vermischung in der Zelle die Membran verhindert. Sowohl die anoden- wie auch die kathodenseitige Reaktion findet in den Elektrolyten an der Elektrodenoberfläche statt, dabei wird die Wertigkeit[39] der Ionen der Salze verändert. Die Elektroden dienen nur dem Elektronentransport. Die kontinuierliche Umwälzung der Elektrolyten wird durch Pumpen besorgt (Abb. 4-10).

[39] Die Wertigkeit eines Atoms bzw. Ions gibt an, wieviele Einfachbindungen dieses eingehen müsste, um den Oktettzustand zu erreichen.

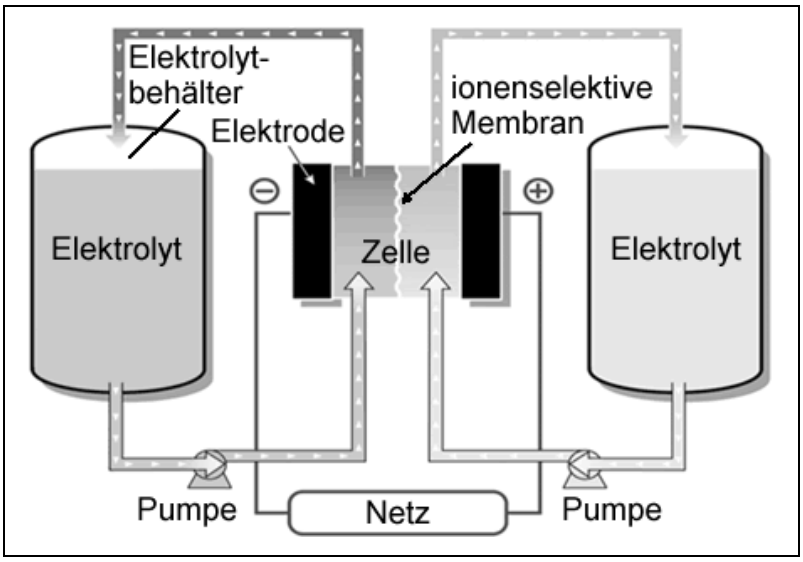

Abb. 4-10: Schematische Darstellung einer Redox-Flow-Zelle (Quelle: www.vrbpower.com)

Redox-Flow-Batterien gestatten die Entkopplung von verfügbarer Kapazität und Leistung. Während die Leistung in erster Linie abhängt von der Elektrodenoberfläche (sowie von der Anzahl der Einzelzellen), wird die Kapazität durch die Menge der Elektrolyten begrenzt. Allerdings ist die Löslichkeit der Salze eher gering, so dass die erreichbaren Energiedichten mit denen von Bleibatterien vergleichbar sind. Redox-Flow-Batterien eignen sich grundsätzlich sehr gut für den großtechnischen Einsatz, da auch große Elektrolytbehälter sehr einfach herstellbar sind und auch der Transport der Elektrolyten leicht und effizient per LKW oder Bahn zu bewerkstelligen ist. Da der Ladezustand einzig durch den Zustand der Elektrolyten bestimmt wird, können die „entladenen" Elektrolyten einfach gegen „geladene" ausgetauscht werden, daher sind keine langen Stillstandszeiten, wie etwa bei Akkumulatoren, erforderlich.

4.2.2.2. Polysulfid-Bromid-Batterie („Regenesys™-Zelle")

- **Funktionsprinzip**

Polysulfid-Bromid-Batterien sollen es ermöglichen, große Speicheranlagen mit Leistungen von mehr als 10 MW und mehreren Stunden Entladezeit zu realisieren. Als Elektrolyten werden konzentrierte Lösungen von Natriumbromid (NaBr) und Natriumpolysulfid (Na_2S_x) verwendet. Hauptproblem der Polysulfid-Bromid-Zelle ist die Gefahr einer Vermischung der Elektrolyten trotz des Vorhandenseins von Separatoren. Um diese Vermischung zu vermeiden, wurden bereits eine Reihe von Studien durchgeführt. Mit der Forschung und Entwicklung der Polysulfid-Bromid-Zelle beschäftigt sich seit einiger Zeit das Unternehmen Regenesys Technologies Limited, daher ist diese Speichertechnologie auch als Regenesys™-System bekannt. Für seine Zellen wählte Regenesys™ einen bipolaren Aufbau, der in Abb. 4-11 schematisch dargestellt ist.

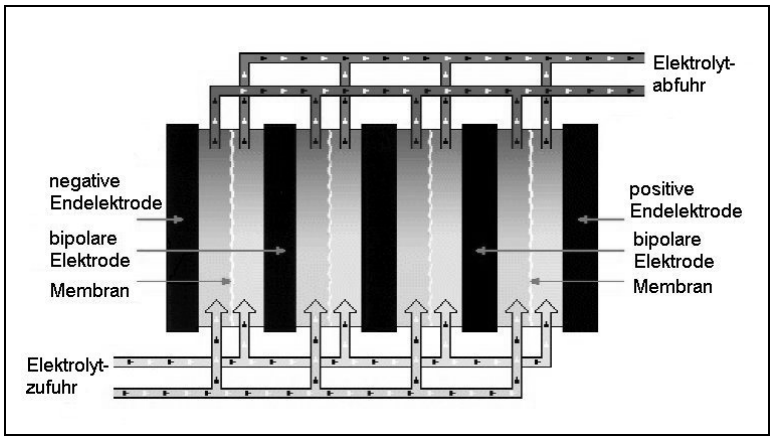

Abb. 4-11: Schema einer Regenesys™-Zelle
(Quelle: www.regenesys.com)

Als Separatoren zwischen den Elektroden dienen Polymermembranen, die für Natriumionen durchlässig sind. Während des Entladevorganges laufen die folgenden Reaktionen ab [Larminie et al., 2003]:

positive Elektrode: $NaBr_3 + 2Na^+ + 2e^- \rightarrow 3NaBr$

negative Elektrode: $2Na_2S_2 \rightarrow Na_2S_4 + 2Na^+ + 2e^-$

gesamt: $2Na_2S_2 + NaBr_3 \rightarrow Na_2S_4 + 3NaBr$

Während des Betriebes reagieren also Natriumsulfid und Natriumtribromid zu Natriumpolysulfid und Natriumbromid. Die Zellspannung beträgt etwa 1,5 V. Um die gewünschten höheren Spannungen und Ströme zu erreichen, werden mehrere Zellen in Serie und parallel geschaltet. Für den Betrieb ist von Vorteil, dass die Regenesys-Zelle ohne Beschädigung von Elektrolyt und Elektroden komplett entladen werden kann.

- **Technische Reife, Anwendungsbereiche, ausgeführte Anlagen**

Regenesys™-Zellen wurden für Großanwendungen konzipiert. Gedacht war dabei an einen Leistungsbereich oberhalb von 5 MW, um in Verbindung mit Windkraftanlagen für eine verbesserte Nutzbarkeit und Verfügbarkeit der Windenergie zu sorgen. Eine 1 MW-Demonstrationsanlage wurde im Süden von Wales (Großbritannien) errichtet und erfolgreich getestet. Um weitere Erfahrungen, auch bei größeren Leistungen zu gewinnen, wurde in Little Barford in Südengland mit der Errichtung der bisher größten Regenesys™-Anlage und gleichzeitig größten elektrochemischen Speicheranlage weltweit begonnen. Die geplante Leistung der Anlage hätte 12 MW (Spitzenleistung 15 MW) betragen sollen, die Kapazität 120 MWh. An Elektrolytvolumen waren jeweils 1 800 m^3 vorgesehen. Aus firmenpolitischen Gründen wurde dieses Projekt jedoch im Dezember 2003 kurz vor der Fertigstellung gestoppt.

Eine weitere Speicheranlage war in Columbus im US-Bundesstaat Mississippi geplant, dieses Projekt wurde aber ebenfalls im Jahre 2003 beendet.

- **Ökonomische Aspekte**

Die Energieeffizienz der Regenesys™-Zelle liegt zwischen 60 und 75 %, die Lebenszeit beträgt je nach Literaturquelle zwischen 10 und 15 Jahren. Für die Selbstentladung rechnet man in der gleichen Größenordnung wie bei den anderen Redox-Flow-Batterien [Tassin, 2003]. Über die Kosten von Regenesys™-Systemen ist generell noch relativ wenig bekannt, einzig die DOE-Studie nennt für Großanlagen folgende konkrete Werte (Tab. 4-28):

Tab. 4-28: Kosten von Regenesys™-Speicheranlagen [Schoenung et al., 2003]

energiebezogene Kosten	€/kWh	87
leistungsbezogene Kosten	€/kW	240
Anlagenperipherie	€/kWh	43,5
Betrieb und Instandhaltung	€/(kW·a)	13,1
Lebensdauer	a	10
Ersetzungskosten	€/kW	131
Gesamter Wirkungsgrad	%	65

4.2.2.3. Vanadium-Batterie

- **Grundlagen**

Die Vanadium-Technologie hat heute bereits Betriebsreife erlangt und wird auch schon in mehreren Anlagen eingesetzt. Grund für die Entwicklung von Vanadium-Zellen war die Tatsache, dass das Element Vanadium in vier verschiedenen Wertigkeiten (V^{2+}, V^{3+}, V^{4+}, V^{5+}) auftreten kann und daher in beiden Elektroden verwendet werden kann. Als Elektrodenmaterial dient Kohlenstoff, der eventuell mit Ruthenium als Katalysator versetzt sein kann. Um die Entstehung von Wasserstoff zu vermeiden, werden die Elektroden mit Niob beschichtet. Für den Elektrolyten kommen verschiedene, in Schwefelsäure gelöste Vanadiumsalze zur Anwendung.

Während des Entladevorgangs wird anodenseitig V^{5+} (in Form von VO_2^+) zu V^{4+} (in Form von VO^{2+}) reduziert, gleichzeitig an der Kathode V^{2+} zu V^{3+} oxydiert. Es laufen die folgenden Reaktionen ab [Tassin, 2003]:

positive Elektrode: $VO_2^+ + 2H^+ + e^- \xrightarrow{Entladen} VO^{2+} + H_2O$

negative Elektrode: $V^{2+} \xrightarrow{Entladen} V^{3+} + e^-$

gesamt: $VO^{2+} + 2H^+ + V^{2+} \xrightarrow{Entladen} VO^{2+} + H_2O + V^{3+}$

Vanadium-Redoxbatterien haben eine Zellspannung von 1,4 bis 1,6 V, der Nettowirkungsgrad liegt bei 85 %. Davon ist aber noch der Aufwand für Pumpen und Elektronik abzuziehen, für die Praxis kann aber mit einem Gesamtwirkungsgrad von oberhalb 75 % gerechnet werden. Die Selbstentladung beschränkt sich auf den Anteil der Elektrolyten in der Zelle (üblicherweise 2 bis 3 % des gesamten Elektrolytvolumens) und ist im allgemeinen verschwindend gering. Wie bereits weiter oben angesprochen, liegt die erreichbare Energiedichte im Bereich zwischen 25 und 35 Wh/kg, für die Leistungsdichte wurden Werte zwischen 60 und 100 W/kg bereits erreicht [Tassin, 2003].

- **Technische Reife, Anwendungsbereiche, ausgeführte Anlagen**

Speicheranlagen mit Vanadium-Redoxbatterien wurden bereits in Japan und Südafrika errichtet, in erster Linie zum Ausgleich von Lastspitzen. Beispielsweise existiert eine Anlage, um tägliche Spitzen von 1,5 MW während einer Stunde abzudecken. In Nordamerika und Australien gibt es Speicheranlagen im Leistungsbereich von 100 kW bis 3 MW und mehr. Versuchsanlagen im Bereich 250 kW/500 kWh wurden in Südafrika und in den USA (Utah) installiert [Price et al., 2002]. Weitere Anwendungen liegen im Bereich der Telekommunikation sowie bei Energiesystemen, die von erneuerbaren Energiequellen versorgt werden.

- **Ökonomische Aspekte**

Die Kosten von Vanadium-Redox-Anlagen bewegen sich im Bereich zwischen 1.100 €/kW und 2.900 €/kW, für die jährlichen Wartungsausgaben ist mit etwa 1 % der Errichtungskosten zu rechnen. Über die Lebensdauer derartiger Zellen können mangels ausreichender Betriebserfahrung noch keine verlässlichen Aussagen getätigt werden. Da aber während des Lade-/Entladevorganges keine strukturellen Änderungen erfolgen, kann von einer entsprechend hohen Nutzungsdauer ausgegangen werden, in der Literatur ist von 13 000 Zyklen und mehr die Rede [Tassin, 2003].

Die Studie für das DOE hingegen nennt für Vanadium-Redox-Batterien in DG-Anwendungen die folgenden typischen Werte (Tab. 4-29):

Tab. 4-29: Kosten für Vanadium-Speichersysteme [Schoenung et al., 2003]

energiebezogene Kosten	€/kWh	522
leistungsbezogene Kosten	€/kW	152
Anlagenperipherie	€/kWh	0
Betrieb und Instandhaltung	€/(kW·a)	17,4
Lebensdauer	a	10
Ersetzungskosten	€/kWh	522
Gesamter Wirkungsgrad	%	70

Den Betrachtungen in Kap. 5 dient der Kostenbereich zwischen 150 und 2900 €/kW als Grundlage.

- **Ökologische Aspekte**

Welchen Energieaufwand Errichtung und Abbau einer Vanadium-Redox-Anlage erfordern bzw. welche Emissionen dadurch verursacht werden, ist aus Tab. 4-30 ersichtlich.

Tab. 4-30: Energieaufwand und Emissionen bei Errichtung und Abbau einer Vanadium-Redox-Speicheranlage [Denholm et al., 2003]

	Energieaufwand GJ_{therm}/MWh_{el} Speicherkapazität	Treibhausgasemissionen t CO_2-Äquiv./MWh_{el} Speicherkapazität
Elektrolyt	869 (53, wenn sekundäre Vanadiumquelle verwendet)	65,6 (4,0 bei Verwendung sekundärer Vanadiumquelle)
andere Bestandteile	319	24,1
Herstellung	660	110
Transport	24	4,0
Netzanbindung	270	45,0
Anlagenperipherie	42	7,0
Abbau und Recycling	2	k. A.
Gesamt	**2 186 (1 370)**	**255,7 (194,1)**

Während des gesamten Lebenszyklus der Speicheranlage ist mit folgendem Energieaufwand bzw. folgenden Emissionen zu rechnen (Tab. 4-31):

Tab. 4-31: Energieaufwand und Emissionen während der Lebensdauer von Vanadium-Redox-Speicheranlagen [Denholm et al., 2003]

	Energieaufwand	Treibhausgasemissionen (CO_2-Äquiv.)
Errichtung + Abbau (fixer Anteil)	2 186 GJ_{therm}/MWh_{el} Speicherkapazität	256 t/MWh_{el} Speicherkapazität
Betrieb und Instandhaltung (variabler Anteil)	92,3 GJ_{therm}/erzeugte GWh_{el}	6,5 t/erzeugte GWh_{el}

Anhand dieser Daten kann wiederum errechnet werden, wie lange eine solche Speicheranlage in Betrieb sein muss, um eine positive Energiebilanz zu erreichen. Ein Beispiel wird in Kap. 5 durchgerechnet.

4.2.2.4. Zink-Brom-Batterie

- **Funktionsprinzip**

Bei der Zink-Brom-Batterie sind die Elektroden grundsätzlich bipolar ausgeführt. Sie bestehen aus einem elektrisch nicht leitenden Material, das auf der einen Seite mit Zink, auf der anderen von Brom umgeben ist. Dabei ist das Brom aus Sicherheitsgründen an einen ölartigen organischen Komplexbildner gebunden. Zwischen den Elektroden befindet sich ein für Bromidionen durchlässiger Separator, als Elektrolyt dient wässrige Zinkbromid-Lösung. Während des Entladens gehen das Zink bzw. Brom in Lösung und es laufen die folgenden Reaktionen ab [Tassin, 2003]:

positive Elektrode: $Br_2 + 2e^- \xrightarrow{Entladen} 2Br^-$

negative Elektrode: $Zn \xrightarrow{Entladen} Zn^{2+} + 2e^-$

gesamt: $Zn + Br_2 \xrightarrow{Entladen} ZnBr_2 + elektr.\ Energie$

Die Zellspannung beträgt 1,8 V, an Energiedichte wurden in der Praxis zwischen 75 und 85 Wh/kg erreicht. Die Energiekapazität wird bei dieser Zelle begrenzt durch diejenige Masse an Zink, die sich physikalisch an einer Elektrode anlagern kann. Im Betrieb muss die Arbeitstemperatur unter 50 °C gehalten werden, weiters sollte nach jeweils 20 Lade-/Entladezyklen die Batterie vollständig entladen und erst danach wieder geladen werden, um die Bildung von Dendriten[40] in Grenzen zu halten [Rummich, Straßenfahrzeuge, 1998]. Vorteil dieses Systems sind relativ billige Materialien. Die Selbstentladung kann wie bei der Vanadium-Batterie vernachlässigt werden, die Energieeffizienz ist bei Zink-Brom-Batterien etwas geringer und liegt zwischen 70 und 75 %.

- **Technische Reife, Anwendungsbereiche, ausgeführte Anlagen**

Die erste Zink-Brom-Speicheranlage wurde 1991 beim japanischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen Kyushu Electric Power Company in Betrieb genommen. Es handelte sich dabei um eine Anlage mit einer Leistung von 1 MW und einer Kapazität von 4 MWh. Seither wurden in der ganzen Welt mehrere weitere Anlagen mit dieser Speichertechnologie, meist im Kapazitätsbereich von 400 bis 500 kWh, errichtet und in Betrieb genommen mit dem Hauptziel, unter verschiedenen Bedingungen Erfahrungen zu sammeln. In

[40] Aufgrund von Inhomogenitäten entstehen beim Entladen auf den Elektroden Bereiche mit unterschiedlich dickem Zinkbelag. Beim Ladevorgang setzt sich dann das Zink bevorzugt an den zinkreichen Stellen ab, wodurch es zur Entstehung zackenförmiger Gebilde, so genannter Dendriten, kommt. Diese können bei zu starkem Wachstum den Separator beschädigen und so die Batterie unbrauchbar machen.

den USA wurde im Rahmen eines Forschungsprojekts ein 50 kWh-Speicher errichtet. Ziel dieses Projekts ist die Entwicklung eines Systems zur Abdeckung von Lastspitzen mittels Photovoltaik [Tassin, 2003]. Als generell sinnvolles Einsatzgebiet wird in der Literatur der Leistungsbereich zwischen 50 kW und 4 MW angegeben [Tassin, 2003].

Als eine kompaktere und weniger komplexe Modifikation der Zink-Brom-Batterie ist eine Non-Flow Batterie in Entwicklung, die ohne Rohrleitungen und Pumpen auskommt, und für Marktbereiche gedacht ist, die mit der „herkömmlichen" Zink-Brom-Batterie nicht erschlossen werden können [Tassin, 2003].

- **Ökonomische Aspekte**

Auch über die Kosten von Zink-Brom-Systemen ist sehr wenig bekannt, die einzigen konkreten Werte liefert wieder die Studie vom DOE (Tab. 4-32):

Tab. 4-32: Kosten von Zink-Brom-Speicheranlagen [Schoenung et al., 2003]

energiebezogene Kosten	€/kWh	348
leistungsbezogene Kosten	€/kW	152
Anlagenperipherie	€/kWh	0
Betrieb und Instandhaltung	€/(kW·a)	17,4
Lebensdauer	a	8
Ersetzungskosten	€/kWh	87
Gesamter Wirkungsgrad	%	60

Bezüglich der Lebensdauer von Zink-Brom-Batterien kann bei der Flow-Batterie mit 1 500 und mehr Lade-/Entladezyklen gerechnet werden, Prototypen der Non-Flow-Batterie erreichten in Versuchen sogar mehr als 3 000 Zyklen.

4.2.3. Wasserstoff und Brennstoffzellen

4.2.3.1. Grundlagen

Wasserstoff kann neben anderen Aufgaben auch die Rolle eines Elektrizitätsspeichers übernehmen:

- er ist mittels Elektrolyse von Wasser herstellbar, und
- kann in einer Brennstoffzelle zur Stromerzeugung eingesetzt werden.

Wasserstoff ist das häufigste Element im Universum und ist in zahlreichen organischen und anorganischen Verbindungen enthalten. Auf der Erde kommt er in seiner elementaren Form als Gas in der Natur äußerst selten vor, da er aufgrund seiner geringen Dichte in der Atmosphäre sofort aufsteigt und in weiterer Folge diese auch verlässt.

Unter allen Brennstoffen hat Wasserstoff den höchsten spezifischen Energieinhalt, rund 120,9 MJ/kg. Zum Vergleich: der spezifische Energieinhalt fossiler Brennstoffe liegt zwischen 23 und 46 MJ/kg. Nachteil des Wasserstoffs ist der hohe Preis. Mittels Reformierung fossiler Brennstoffe gewonnener Wasserstoff kostet rund 0,61 Eurocent/MJ (2,2 Eurocent/kWh), durch Elektrolyse mit Schwachlast-Strom erzeugter Wasserstoff zwischen 0,83 und 1,65 Eurocent/MJ (2,96 bzw. 5,92 Eurocent/kWh). Allerdings sind in diesen Werten die hohen Kosten der Speicherung noch nicht berücksichtigt.[41]

[41] Website der University of Alaska, Fairbanks: http://www.uaf.edu/energyin/webpage/pages/energy_storage/hydrogen.htm (1. März 2007). In der zitierten Literaturstelle sind die Zahlenwerte in BTU/lb (British Thermal Units per pound)

Die Haupteigenschaften von Wasserstoff sind:

- farbloses, geschmackloses und geruchloses Gas
- hochentzündlich
- Gefahr der Selbstentzündung bei hohen Ausströmgeschwindigkeiten
- leichter als Luft

4.2.3.2. Herstellung von Wasserstoff

Für die großtechnische Herstellung von elementarem Wasserstoff stehen mehrere Verfahren zur Verfügung. Für die vorliegende Arbeit ist jedoch nur die **Elektrolyse von Wasser** von Interesse. Die übrigen Methoden funktionieren nämlich nicht auf elektrischem Weg, weshalb der auf eine solche Weise hergestellte Wasserstoff nicht als Elektrizitätsspeicher betrachtet werden kann.

Die Elektrolyse von Wasser ist eine der ältesten und am besten entwickelten Methoden. Mittels elektrischem Strom wird Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Damit die Reaktion in befriedigendem Ausmaß ablaufen kann, sind spezielle Materialien (Platinelektroden etc.) erforderlich. Bei der Elektrolyse laufen die folgenden Reaktionen ab [Rummich, 1981]:

Kathode: $2H_2O + 4e^- \xrightarrow{el.\,Energie} 2H_2 + 2O^{2-}$

Anode: $2O^{2-} \xrightarrow{el.\,Energie} O_2 + 4e^-$

gesamt: $2H_2O \xrightarrow{el.\,Energie} 2H_2 + O_2$

Für lange Zeit konnten bei der Wasserelektrolyse nur verhältnismäßig niedrige Wirkungsgrade zwischen 60 und 70% erreicht werden. In den letzten Jahren gelang es jedoch, durch die Verwendung neuer Werkstoffe den Wirkungsgrad auf 80 % und mehr zu steigern [Maloney et al., 2006]. Die Elektrolyse von Wasser ist deswegen von Interesse, da in Verbindung mit Strom aus Erneuerbaren Energiequellen die Möglichkeit einer gänzlich emissionsfreien Wasserstoffherstellung besteht (Dahlberg-Projekt). Die Kosten für Wasserstoff, der mittels Elektrolyse hergestellt wird, schwanken je nach Primärenergiequelle beträchtlich, wie die folgende Tabelle zeigt[42]:

Tab. 4-33: Herstellungskosten von Wasserstoff mittels Elektrolyse

Stromerzeugung	Kosten (Eurocent/kWh)
Wasserkraft	9
Windkraft	23
Photovoltaik	75

angegeben, die oben genannten Werte wurden mit folgenden Umrechenfaktoren ermittelt: 1 BTU = 1055 J, 1 lb = 453,59237 g.

[42] http://www.energieportal24.de/wasserstoff_herstellung_herstellungskosten.php (29. Aug. 2007)

4.2.3.3. Möglichkeiten der Speicherung von Wasserstoff

Aufgrund der niedrigen Dichte von Wasserstoff sind spezielle Speicher notwendig. Mehrere Möglichkeiten kommen dafür in Frage:

- **Hochdruckspeicher**

Speicherung von gasförmigem Wasserstoff in Hochdruckbehältern ist heute die am weitesten verbreitete Speichermethode. Heutige Druckbehälter bestehen aus Stahl oder Verbundstoffen, der Speicherdruck beträgt bis rund 400 bar, daher sind aus Sicherheitsgründen regelmäßige Inspektionen erforderlich. Auf die gespeicherte Energie bezogen benötigen diese Hochdruckbehälter mehr als das 3000-fache Volumen eines Benzintanks. In einem Stahlbehälter mit einem Speicherdruck von 350 bar beträgt der Masseanteil des gespeicherten Wasserstoffs etwa 5 % [Boulanger et al., 2003].

Um die Energiedichte zu steigern, betreibt das Dänische Technologische Institut gemeinsam mit Risø National Laboratory ein Forschungsprojekt, dessen Ziel es ist, den Speicherdruck auf etwa 800 bar zu erhöhen. Mit 10 kJ/ml wäre die Energiedichte dann nicht nur höher als in den gegenwärtigen Behältern, sondern auch auf dem Niveau von Flüssigwasserstoff- und Metallhydridspeichern. Durch die Verwendung von Verbundstoffen auf Polymerbasis könnten sowohl 70 % Gewichtsreduktion bezogen auf Stahltanks erreicht [Boulanger et al., 2003] als auch die Herstellungskosten der Behälter verringert werden.[43] In den USA sind Hochdruckbehälter mit einem Speicherdruck von 700 bar in Entwicklung, bis 2010 sollen die Nettokosten von 58 €/kg H_2, entsprechend 1,74 €/kWh erreicht werden. Das Problem der Polymerbehälter liegt derzeit noch in der viel zu hohen Durchlässigkeit der Polymere für Wasserstoff. Auch ist hochwertiges Kohlefasermaterial noch sehr teuer [Boulanger et al., 2003].

Nachteile der Hochdruckspeicher sind vor allem der zur Kompression des Wasserstoffes nötige Energieaufwand (10% der gespeicherten Energie [Boulanger et al., 2003]) sowie das Gefahrenpotential. Nicht nur die Speicherung von Wasserstoff unter hohem Druck, sondern aufgrund der dabei entstehenden Wärme besonders auch die Verdichtung desselben ist mit erheblichem Risiko verbunden. Um Wasserstoff auf 70 bar zu verdichten, ist fast so viel Energie notwendig wie zur Verflüssigung der gleichen Gasmenge [Blackman, 2005].

Bezüglich der derzeitigen Kosten von gasförmigem Wasserstoff waren leider keine genaueren Werte in Erfahrung zu bringen. Der INVESTIRE-Bericht nennt rund 3 €/kWh [Boulanger et al., 2003], diesen Preis verlangt die Firma Air Liquide bei 4 Nm^3-Flaschen. Dabei ist aber zu bedenken, dass es sich hierbei um eine sehr kleine Abnahmemenge handelt, wodurch der Preis naturgemäß höher ist. Für Speichertanks ist laut [Schoenung et al., 2003] mit 13 €/kWh zu rechnen.

- **Speicherung in flüssiger Form**

Bei extrem niedrigen Temperaturen (rund 20 K) existiert flüssiger Wasserstoff. Dieser hat den Vorteil, dass zur Speicherung derselben Gasmasse ein geringeres Volumen als bei Hochdruckspeichern notwendig ist (0,07 kg/l gegenüber 0,03 kg/l bei 700 bar). Auch ist das Masseverhältnis besser (7 – 8 % der Speicher-Gesamtmasse). Weiters sind auch keine so hohen Drücke erforderlich, daher ist das Sicherheitsrisiko geringer als bei Hochdruckspeichern.

Zur Herstellung von flüssigem Wasserstoff existieren mehrere Verfahren. Allen gemeinsam ist, dass der gasförmige Wasserstoff zunächst komprimiert, anschließend vorgekühlt wird und schließlich expandiert. Durch die bei der Entspannung freiwerdende Energie

[43] http://www.danishtechnology.dk/energy/16329 (23. März 2007)

kühlt der Wasserstoff noch weiter ab, sodass er schließlich flüssig wird. Allerdings ist der Energieaufwand für Kompression und Kühlung relativ hoch, er beträgt etwa 40 MJ/kg oder rund 28 % der im flüssigen Wasserstoff gespeicherten Energie [Blackman, 2005].

Damit die niedrige Temperatur erhalten bleibt, ist eine spezielle thermische Isolierung des Speichers notwendig. Die trotzdem auftretenden thermischen Verluste verursachen eine teilweise Verdampfung des Wasserstoffs und damit einen Druckanstieg innerhalb des Speichers, der über ein Sicherheitsventil abgebaut wird. Die damit verbundene Selbstentladungsrate liegt im Bereich zwischen 1 und 3 % pro Tag, bei ungünstigen Bedingungen kann daher der Speicher nach rund einem Monat bereits entladen sein [Boulanger et al., 2003].

Die Kosten für flüssigen Wasserstoff liegen im Bereich zwischen 0,18 und 0,65 €/l (entsprechend 0,08 – 0,29 €/kWh). Eine 50 l-Flasche (9 Nm^3) kostet zwischen 35 und 70 €, das entspricht einem Preis zwischen 1,3 und 2,6 €/kWh.

- **Metallhydrid-Speicher**

Bestimmte Metalllegierungen können, ähnlich wie ein Schwamm, Wasserstoff aufnehmen und später wieder abgeben. Der Anteil des Wasserstoffes liegt im allgemeinen zwischen 1 und 2 % des Speichergewichtes, spezielle Legierungen erlauben auch 5 bis 7 %, allerdings bei 250 °C. Das Laden erfolgt bei niedrigerer Temperatur, zum Entladen muss entweder die Temperatur erhöht oder der Druck vermindert werden. Die Lebensdauer eines Hydridspeichers hängt stark von der Reinheit des Wasserstoffes ab. Da der Speicher eventuell vorhandene Verunreinigungen des Wasserstoffs aufnimmt, ist er in der Lage, ein extrem reines Gas zur Verfügung zu stellen. Etwaige Verunreinigungen nehmen aber im Speicher den Platz des Wasserstoffs ein, daher nimmt die Speicherkapazität mit der Zeit ab. Weitere Vorteile sind ein konstanter Druck des gespeicherten Wasserstoffs sowie ein damit verbundener Sicherheitsgewinn.

Die Kosten von Metallhydridspeichern beziffert [Boulanger et al., 2003] mit 0,35 bis 1 €/g (80-280 €/kWh). Für die Speicherung sind etwa 1,5 % der im Wasserstoff enthaltenen Energie notwendig [Rummich, Energiespeicher, 1999].

Abb. 4-12: Metallhydridspeicher mit einer Kapazität von 8 l Wasserstoff (Quelle: www.udomi.de/products/hydrogen-storage-products.html)

- **Methylcyclohexan-Speicherung (MTH-Speicherung, Liquid Carrier Storage)**

Dieses System stammt ursprünglich aus den USA und wurde Ende der 1970er-Jahre in der Schweiz am Paul-Scherrer-Institut gemeinsam mit der ETH Zürich weiterentwickelt. Die Grundidee war, den Wasserstoff an eine flüssige Trägersubstanz zu binden, um so ein bequemes Auftanken von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen zu ermöglichen. An Bord des Fahrzeuges wird in einer Dehydrieranlage der Wasserstoff von der Trägersubstanz abgespaltet, um als Kraftstoff dienen zu können. Beim nächsten Tankvorgang wird die „entladene" Trägersubstanz wieder zurückgegeben, um erneut Wasserstoff aufnehmen zu können. Als Trägermedium dient üblicherweise Toluol (C_7H_8), eine farblose Flüssigkeit mit stechendem Geruch, die in Wasser beinahe unlöslich ist. Der Schmelzpunkt von Toluol liegt bei -95 °C, der Siedepunkt bei 111 °C. Das Prinzip der MTH-Speicherung ist in der Abb. 4-13 verdeutlicht.

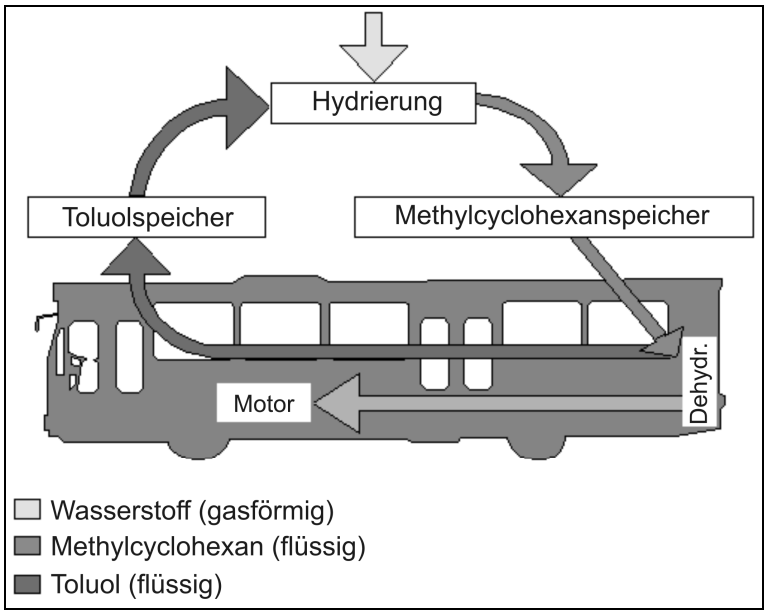

Abb. 4-13: Grundsätzliches Schema der Methylcyclohexan-Speicherung (Quelle: http://membres.lycos.fr/stuck/Wasserstoff/Wasserstoff_4.html)

In einem endothermen Prozess wird Wasserstoff an Toluol gebunden, dabei entsteht Methylcyclohexan (C_7H_{14}). [Rummich, Energieerzeugung, 1998]. Eine stöchiometrische Rechnung ergibt, dass pro kg Wasserstoff 15,3 kg Toluol notwendig sind.

$$3H_2 + C_7H_8 \xrightarrow{Laden} C_7H_{14}$$

Durch Wärmezufuhr und in Anwesenheit von Katalysatoren kann bei Bedarf das Methylcyclohexan wiederum in Toluol und Wasserstoff zerlegt werden. Methylcyclohexan ist ebenfalls farblos und unlöslich in Wasser, flüchtig und leicht entzündlich. Sein Schmelzpunkt ist mit -126 °C ebenfalls relativ niedrig, der Siedepunkt liegt bei 101 °C. Unter üblichen Bedingungen kann daher ein MTH-Speicher nicht einfrieren.

Der Vorteil dieses Systems liegt darin, dass sowohl Toluol wie auch Methylcyclohexan in herkömmlichen Tanks drucklos gelagert werden können[44]. Weiters ist Toluol relativ billig (ca. 0,28 €/kg[45]). Als Nachteil dieser Speichertechnologie ist die gesundheitsschädliche Wirkung sowohl von Toluol als auch von Methylcyclohexan zu nennen. Toluol kann Hautreizungen, Reizungen der Augen, Atem- und Verdauungswege bis hin zu Nierenschädigungen, Bewusstlosigkeit und andere Funktionsschädigungen des Gehirns hervorrufen. Für die Speicherung sind etwa 1,8 bis 3 % der im Wasserstoff enthaltenen Energie notwendig [Rummich, Energiespeicher, 1999].

Das MTH-Speicherprinzip wurde bereits in den 1980er-Jahren auf seine Praxistauglichkeit erprobt. Mehrere Jahre hindurch wurden Versuchsfahrten mit LKWs unternommen, die auf Wasserstoffbetrieb umgebaut waren und deren Auspuffgase als Wärmequelle für die Dehydrieranlage herangezogen wurden. Dabei konnten bezüglich der notwendigen Größe der Dehydrieranlage beträchtliche Fortschritte erreicht werden. Benötigte beim ersten Versuchsfahrzeug (Baujahr 1984) die Dehydrieranlage mit 25 m^3 noch die gesamte Ladefläche des 16 t-LKWs, so war die Dehydrieranlage des dritten Fahrzeuges (1989) bereits auf 2,5 m^3 und 950 kg geschrumpft.[46]

---

[44] Für eine allfällige Einführung von Wasserstoff als KFZ-Kraftstoff könnte daher die bestehende Tankstellen-Infrastruktur mit nur geringen Adaptionen weiterverwendet werden.

[45] lt. Quelle (http://membres.lycos.fr/stuck/Wasserstoff/Wasserstoff_4.html, 3. März 2007) 0,45 SFr/kg; 1€ = 1,62 SFr

[46] http://www.hydrogeit.de/wasserstoff.htm, 13. März 2007

- **Kohlenstoff-Nanoröhren (Carbon Nanotubes; CNT):**

Mikroskopische Kohlenstoffröhrchen mit einem Durchmesser von 2 nm. Der Wasserstoff wird in mikroskopischen Poren an den Röhren und innerhalb der Röhrenstruktur gespeichert, dabei funktioniert der Speichermechanismus ähnlich wie beim Metallhydrid. Allerdings soll der Anteil des speicherbaren Wasserstoffes bis zu 65 % des Eigengewichtes der CNT betragen. Diese Speichertechnologie befindet sich noch im Forschungsstadium, Schwerpunkte sind dabei verbesserte Herstellungsverfahren sowie Kostenreduktion. Für einen sinnvollen Einsatz der CNT als Speichermedium sind nach Ansicht des US Department of Energy zumindest 6,5 % Speicherkapazität erforderlich. Die Kosten liegen zwischen 55 und 550 €/g Nanomaterial [Boulanger et al., 2003].

- **Fulleren-Speicher**

Fullerene[47] sind, neben Graphit und Diamant, die dritte bekannte Modifikation des Kohlenstoffs. Es handelt sich dabei um sphärische Gebilde, die erstmals in den 1980er-Jahren beschrieben wurden.[48] Das bekannteste und bisher am meisten erforschte Fulleren ist das Buckminster-Fulleren C_{60}, auch als „Bucky Ball" bekannt.

Ausgehend von C_{60} gelang es einem japanischen Forscherteam an der Universität von Kyoto, ein Nanocontainer-Molekül herzustellen, das in einer Wasserstoffumgebung bei 800 bar und 200 °C in der Lage ist, ein H_2-Molekül aufzunehmen. Innerhalb von 8 Stunden ist der Wasserstoff völlig eingeschlossen. Während einer mehr als dreimonatigen Lagerung des Nanocontainer-Komplexes konnte kein Entweichen des Wasserstoffs nachgewiesen werden. Bei Erwärmung des Komplexes über 160 °C setzt das Container-Molekül den Wasserstoff wieder frei.[49]

Die Kosten für Fullerene bewegen sich, je nach Reinheit des Materials, zwischen 80 und 300 €/g [Boulanger et al., 2003].

- **Glas-Mikrokugeln (Glass Microspheres)**

Dabei handelt es sich um winzige hohle Glaskugeln mit einem Durchmesser von 50 µm, die Wandstärke beträgt 1 µm. Bei Erwärmung steigt die Durchlässigkeit der Wand, und die Kugeln können mit Wasserstoff gefüllt werden. Dazu werden sie in Wasserstoff-Gas getaucht, das unter hohem Druck (350 – 700 bar, bei 300 °C) steht [Riis et al., 2005]. Durch anschließendes Abkühlen der Kugeln auf Raumtemperatur wird die Wand dicht und der Wasserstoff bleibt in der Kugel. Erneute Erwärmung der Kugel (wiederum auf 200 – 300 °C) führt zur kontrollierten Freisetzung des gespeicherten Gases.

Glas-Mikrokugeln haben die rund 100-fache Festigkeit von herkömmlichem Glas, das liegt daran, dass übliches Glas winzige Risse enthält (Größenbereich 1 µm). Wegen der äußerst geringen Wandstärke der Mikrokugeln können jedoch diese Risse dort nicht existieren. Da weiters in jeder Kugel nur eine sehr kleine Menge Wasserstoff enthalten ist, und dieser nur unter geringem Druck steht, gilt diese Speicherung als sehr sicher. Bezogen auf das gespeicherte Gasvolumen ist ein Glas-Mikrokugelspeicher auch deutlich leichter als ein traditioneller Stahltank, ferner ist jede beliebige geometrische Form des Speichers möglich. Die Lebensdauer eines Mikrokugelspeichers ist theoretisch unbeschränkt, solange das Glas nicht bricht. Aufgrund der Tatsache, dass ein Mikrokugelspeicher „vernünftigen Ausmaßes" jedoch Billionen (10^{12}) Glaskugeln enthält, ist es für die gesamte Speicherkapazität unerheblich, selbst wenn mehrere Tausend Mikrokugeln zer-

---

[47] Buckminster FULLER, 1895-1983, US-amerikanischer Architekt, Mitentwickler der geodätischen Kuppeln. Da die Struktur der Fullerene an diese Kuppelbauten erinnert, erfolgte diese Benennung.

[48] Zeitschrift Nature, 14. Nov. 1985

[49] Zeitschrift Chemical & Engineering News, June 16, 2003, Volume 81, Number 24. Online-Version unter: http://pubs.acs.org/cen/topstory/8124/8124notw1.html (29. März 2007)

stört sind. Ferner stellen die Kugeln einen guten Schutz gegen Verunreinigungen des Gases dar. Nachteilig wirken sich vor allem die zum Befüllen der Kugeln notwendigen Bedingungen (hoher Druck und hohe Temperatur) aus, auch ist die gegenwärtige Festigkeit der Kugeln noch nicht ausreichend, sodass während des Betriebes noch zu viele Kugeln zerbrechen.

Die Rohstoffe, aus denen Glas-Mikrokugeln produziert werden, sind billige Materialien wie etwa Sand. Über die Kosten der Mikrokugelspeicher ist zur Zeit noch wenig bekannt, geeignete Herstellungstechnologien vorausgesetzt, könnten sie aber entsprechend niedrig ausfallen.

- **Zusammenfassung**

In der Tab. 4-34 sind die verschiedenen Speichermöglichkeiten von Wasserstoff einander gegenübergestellt.

Tab. 4-34: Speichermöglichkeiten von Wasserstoff

Speicher-technologie	Marktreife	Kosten	für Speicherung nötige Energie	ökologische Aspekte
Hochdruck-speicher	auf Markt		10% d. Energie-inhalts für Kom-pression notw.	Explosionsgefahr; Atemnot durch Sauerstoffverdrängung
Flüssig-speicher	auf Markt	0,08...0,29 €/kWh	28% d. Energie-inh. für Verflüssi-gung notwendig	Erfrierungs-erscheinungen
Metallhydrid	auf Markt	80...280 €/kWh	1,5 % des Energieinhaltes	nicht verfügbar
Methylcyclo-hexan	Entwicklung	nicht verfügbar	1,8 – 3 % des Energieinhaltes	Substanzen krebserregend
Kohle-Nano-röhrchen	Entwicklung	55...550 €/g Nanomaterial	nicht verfügbar	vermutlich schädlich für bestimmte Organismen
Fullerene	Entwicklung	80...300 €/g C_{60}, je nach Reinheit	nicht verfügbar	vermutlich schädlich für bestimmte Organismen
Glas-Mikrokugeln	Entwicklung	nicht bekannt	nicht verfügbar	vermutlich unbedenklich

4.2.3.4. Brennstoffzelle

Brennstoffzellen wandeln chemische Energie auf direktem Weg in Elektrizität um. Im Unterschied zu den galvanischen Elementen werden die Reaktionspartner kontinuierlich zugeführt, daher ist eine beliebige Betriebsdauer möglich. Der dabei stattfindende Prozess ist im wesentlichen isobar und isotherm und entspricht der Umkehrung der Wasserelektrolyse. Obwohl das Prinzip der Brennstoffzelle seit dem 19. Jh. bekannt ist, wird erst seit den 1950er-Jahren verstärkt in diesem Bereich geforscht. Eingesetzt wurden Brennstoffzellen bisher unter anderem auch bei den Gemini- und Apollo-Weltraumprogrammen.

Je nach verwendetem Brennstoff, Elektrolyt, Arbeitstemperatur oder auch Elektrodenkonfiguration können mehrere Typen von Brennstoffzellen unterschieden werden. Als Oxydationsmittel werden im wesentlichen Luft und Sauerstoff verwendet [Ledjeff, 1995].

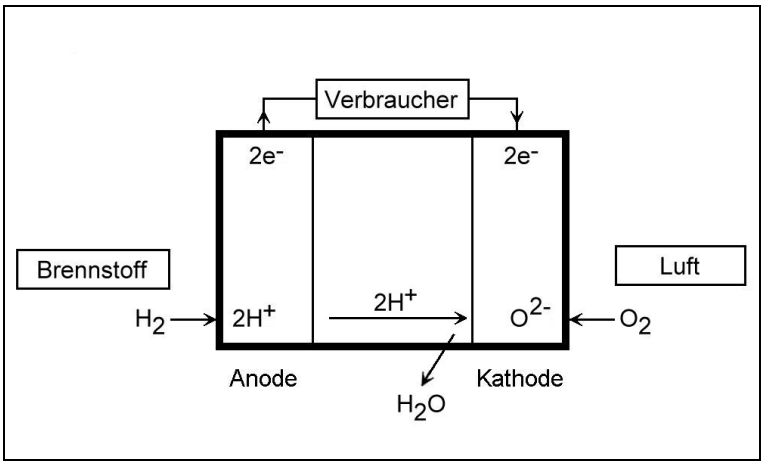

Abb. 4-14: Schematischer Aufbau einer Brennstoffzelle (nach [Hellerschmied, 2004])

Es gibt mehrere verschiedene Typen von Brennstoffzellen, die jedoch alle ähnlich aufgebaut sind (Abb. 4-14). Neben Anode und Kathode, die als Katalysatoren fungieren, besitzen Brennstoffzellen auch noch einen elektrisch nichtleitenden Elektrolyten (fest oder flüssig). An der Anode wird Wasserstoff zugeführt, der in Elektronen und positive Ionen aufgespaltet wird. Die positiven Ionen wandern nun durch den Elektrolyten zur Kathode und oxidieren dort mit Sauerstoff zu Wasser. Die dazu benötigten, vorher abgegebenen Elektronen müssen, da der Elektrolyt nicht leitend ist, auf einem anderen Weg zur Kathode kommen, dies erfolgt durch eine leitende „äußere" Verbindung zwischen den beiden Elektroden, es stellt sich also ein nutzbarer Gleichstrom ein. Die bei der Reaktion entstehende Wärme kann ebenfalls genutzt werden.

Der Wirkungsgrad einer Brennstoffzelle ist wie folgt als Verhältnis der freien Enthalpie ΔG [J/mol] zur Reaktionsenthalpie (Verbrennungswärme) ΔH [J/mol] definiert [Rummich, 1981]:

$$\eta_{BZ} = \frac{\Delta G}{\Delta H} = \frac{\Delta H - T\,\Delta S}{\Delta H} = 1 - T\,\frac{\Delta S}{\Delta H}$$

mit der Reaktionsentropie ΔS [J/mol]. Die freie Enthalpie kann gemäß dem Zusammenhang

$$\Delta G = -\,n \cdot U \cdot F$$

mit der thermodynamischen Zellspannung U (F ist die Faradaykonstante) in elektrische Energie umgewandelt werden [Rummich, 1981]. Die elektrischen Wirkungsgrade heutiger Brennstoffzellen liegen meist im Bereich zwischen 50 und 60 % [Hellerschmied, 2004], die Bezeichnungen der heute üblichen Brennstoffzellen erläutert Tab. 4-35.

Tab. 4-35: Brennstoffzellentypen und ihre Abkürzungen [Ledjeff, 1995]

AFC	Alkaline Fuel Cell
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell

Eine Übersicht über die technische Reife und die Kosten der Brennstoffzellentypen gibt die folgende Tab. 4-36.

Tab. 4-36: Typen von Brennstoffzellen [nach Boulanger et al., 2003]

Type	Leistungsbereich	Anwendungen	Entwicklungsstand	Kosten (€/kW)
AFC	1 kW – 100 kW	Transportwesen, Weltraum	Marktreife	k. A.
DMFC	1 W – 100 kW	ortsveränderlich	in Entwicklung	k. A.
PEMFC	1 W – 1 MW	Transportwesen, stationär, ortsveränderlich	in Entwicklung; seit 2002 Marktreife	6.000 – 20.000
PAFC	200 kW – 10 MW	Transportwesen, stationär	Marktreife	2.400 – 5.000
MCFC	500 kW – 10 MW	stationär	in Forschung	≈ 10.000
SOFC	1 kW – 10 MW	stationär, Transportwesen	in Forschung	30.000 (?)

Die für die Zukunft angestrebten Kosten liegen im Bereich von 1.000 €/kW für stationäre Anwendungen bzw. bei 100 €/kW für Fahrzeugantriebe.

Erstmals eingesetzt wurden Brennstoffzellen in der beginnenden Weltraumfahrt. Seither wurde in vielen möglichen Anwendungsbereichen geforscht, sowohl für stationären Gebrauch (etwa Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerke) wie auch im mobilen Sektor. In Deutschland wurden auf Basis von herkömmlichen Niederflurbussen mit Brennstoffzellen betriebene Autobusse entwickelt und getestet, in Dänemark existiert ein Projekt für Brennstoffzellenzüge.

5. Ökonomischer, ökologischer und energetischer Vergleich der behandelten Speichertechnologien

Um den Vergleich der verschiedenen Speicherarten möglichst übersichtlich zu gestalten, werden diese entsprechend ihrer möglichen Speicherzeit in mehrere Kategorien eingeteilt, wobei aufgrund der Vielzahl von Technologien die Übergänge zwischen den einzelnen Gruppen zum Teil als fließend angesehen werden können. Die Speicherzeit als primäres Unterscheidungsmerkmal erschien deswegen gerechtfertigt, da diese großen Einfluss auf die Wahl der Speichertechnologie hat. Als zweite Möglichkeit käme die Einteilung nach der möglichen Speicherkapazität in Betracht, doch kann hier im allgemeinen die Gesamtkapazität in weiten Bereichen relativ leicht an die jeweiligen Erfordernisse angepasst werden – etwa durch Zusammenschalten mehrerer gleichartiger Speichereinheiten.

Um die ökologische Verträglichkeit der verschiedenen Technologien möglichst umfassend beurteilen zu können, muss zwischen dem regulären Betriebsfall sowie dem Störfall unterschieden werden. Für eine ganzheitliche Sichtweise ist außerdem zu berücksichtigen, inwiefern die Produktion der verschiedenen Speichersysteme die Umwelt beeinflusst. Diesbezügliche Daten waren jedoch nur für Pumpspeicher, CAES, Bleibatterie und Vanadium-Redox-Flow-Batterie verfügbar. In der vorliegenden Arbeit werden neben den umweltrelevanten Aspekten im regulären Betrieb auch die möglichen Auswirkungen von Störfällen betrachtet, zumal gerade diese meist negative Folgen für die Umwelt haben. Kriterium für den energetischen Vergleich ist schließlich, wie lange die Speicheranlage in Betrieb stehen muss, bis diejenige Energiemenge umgesetzt ist, die zur Anlagenerrichtung notwendig war. Auch in diesem Zusammenhang standen nur zu den vier oben genannten Technologien Daten zur Verfügung, sodass die übrigen Systeme hier nicht einbezogen werden konnten.

5.1. Grundlagen für den ökonomischen Vergleich

5.1.1. Berechnung der Stromspeicherkosten

Für einen aussagekräftigen Kostenvergleich der verschiedenen Technologien war es zunächst notwendig, die Investitionskosten entsprechend der Speicherlebensdauer mittels der Annuitätenmethode auf jährliche Kosten umzurechnen. Nach [Kistner et al., 1999] ist der Annuitätenfaktor

$$\alpha = \frac{(1+p)^n \cdot p}{(1+p)^n - 1},$$

damit berechnet sich die Annuität zu

$$A = \alpha \cdot I_0,$$

mit dem jährlichen Zinssatz p, der Lebensdauer n und den Investitionskosten I_0. Für die Berechnungen in dieser Arbeit wurde, wenn nicht anders angegeben, eine jährliche Verzinsung von 5 % angenommen.

Um eine vernünftige Aussage über die Wirtschaftlichkeit im Betrieb treffen zu können, sind die Stromspeicherkosten K_{kWh} zu betrachten[50]:

$$K_{kWh} = \frac{\alpha \cdot K_{I,kW} + K_{B+W}}{T_B} + \frac{K_{BS}}{\eta_{BS}} + K_E \cdot (1 - \eta_{Sp})$$

[50] eigene Herleitung und Ermittlung der Stromgestehungskosten in [Haas, 1998]

mit den Parametern

K_{kWh}	Stromspeicherkosten je kWh
α	Annuitätenfaktor
$K_{I,kW}$	leistungsbezogene Investitionskosten
K_{B+W}	Kosten für Betrieb und Wartung
K_{BS}	Kosten für die Primärenergie („Brennstoffkosten“) je kWh
K_E	Kosten für die elektrische Energie je kWh zum Zeitpunkt der Speicherung
T_B	Anzahl der jährlichen Volllaststunden
η_{BS}	Wirkungsgrad für die Umsetzung der zusätzlich notwendigen Primärenergie
η_{Sp}	Speicherwirkungsgrad

Die Brennstoffkosten berücksichtigen die zur Elektrizitätserzeugung zusätzlich notwendige Primärenergie (Erdgas, Wasserstoff etc.) und können außer bei CAES-Anlagen und Brennstoffzellen für alle anderen Technologien gleich null gesetzt werden. Um den Primärenergieeinsatz je elektrischer kWh zu berücksichtigen, sind die Brennstoffkosten mit η_{BS} umzurechnen. Der Term $K_E \cdot (1-\eta_{Sp})$ hingegen berücksichtigt den Einkaufspreis der gespeicherten Energie, der mit dem Speicherwirkungsgrad η_{Sp} umgerechnet werden muss, um die Speicherverluste mit einzubeziehen. Für die Betrachtungen in dieser Arbeit wurde ein Strompreis von 6 Eurocent/kWh angenommen, dieser Wert entspricht in etwa dem durchschnittlichen Endverbrauchspreis für die Industrie in der EU[51]. Der Begriff der Volllaststunden schließlich bezieht sich in dieser Arbeit rein auf das Entladen des Speichers.

5.1.2. Sensitivitätsanalyse

Um Unsicherheiten in der zukünftigen Entwicklung verschiedener Einflussgrößen auf die Speicherkosten zu berücksichtigen, wurden im Rahmen der vorliegenden Arbeit Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Zu diesem Zweck wurden die möglichen Einflussgrößen in zwei Gruppen aufgeteilt.

Externe und von der jeweiligen Technologie weniger stark abhängige Parameter sind:

- Zinssatz
- Strompreis
- Preis der Primärenergie (Gas bzw. Wasserstoff; nur bei CAES und Brennstoffzellen relevant)
- Anzahl der jährlichen Volllaststunden

Von der jeweiligen Technologie stark abhängige Parameter sind:

- Investitionskosten
- Kosten für Betrieb und Instandhaltung
- Lebensdauer
- Speicherwirkungsgrad
- Wirkungsgrad bezüglich der Primärenergie (Gas bzw. Wasserstoff; nur bei CAES und Brennstoffzellen relevant)

[51] Quelle: Österreichische Energieagentur (http://www.energyagency.at/enz/preise/evp-eli.htm; 22. August 2007)

Die Sensitivitätsanalysen wurden pro Technologie bezüglich aller jeweils in Frage kommenden Parameter durchgeführt, die Variation der Parameter erfolgte dabei im Bereich 50 bis 200 %. Die Anzahl der „standardmäßigen" Volllaststunden wurde für diese Analysen mit 1000 h/a angenommen. Da der Speicherwirkungsgrad definitionsgemäß 100 % nicht überschreiten kann, brechen die betreffenden Kurven bei diesem Wert ab. Ist nichts Anderes angegeben, dann wurden in den einzelnen Sensitivitätsanalysen für die Investitions- und Betriebskosten die Werte aus [Schoenung et al., 2003] herangezogen.

5.1.3. Lerneffekte

Gemäß [Kistner et al., 1999] ergeben sich durch die gesammelten Erfahrungen in Produktion und Absatz eines Produktes mit jeder Verdoppelung des kumulierten Absatzes Kostensenkungspotentiale, durch welche die Stückkosten um einen konstanten Prozentsatz a verringert werden können. Dieser Zusammenhang zwischen Stückzahl und Stückkosten wird auch Erfahrungskurve genannt und kann folgendermaßen beschrieben werden [Kistner et al., 1999]:

$$k(x) = (1-a)^n \cdot k_0 ,$$

wenn

$$x = 2^n \cdot x_0 ,$$

mit den gegenwärtigen Stückkosten k_0, dem gegenwärtigen Absatz x_0 und den zu erwartenden Stückkosten k. Der Faktor a liegt dabei zwischen 10 und 20 %. In der vorliegenden Arbeit wurde, wenn nichts Anderes angegeben, für a ein Wert von 15 % angenommen.

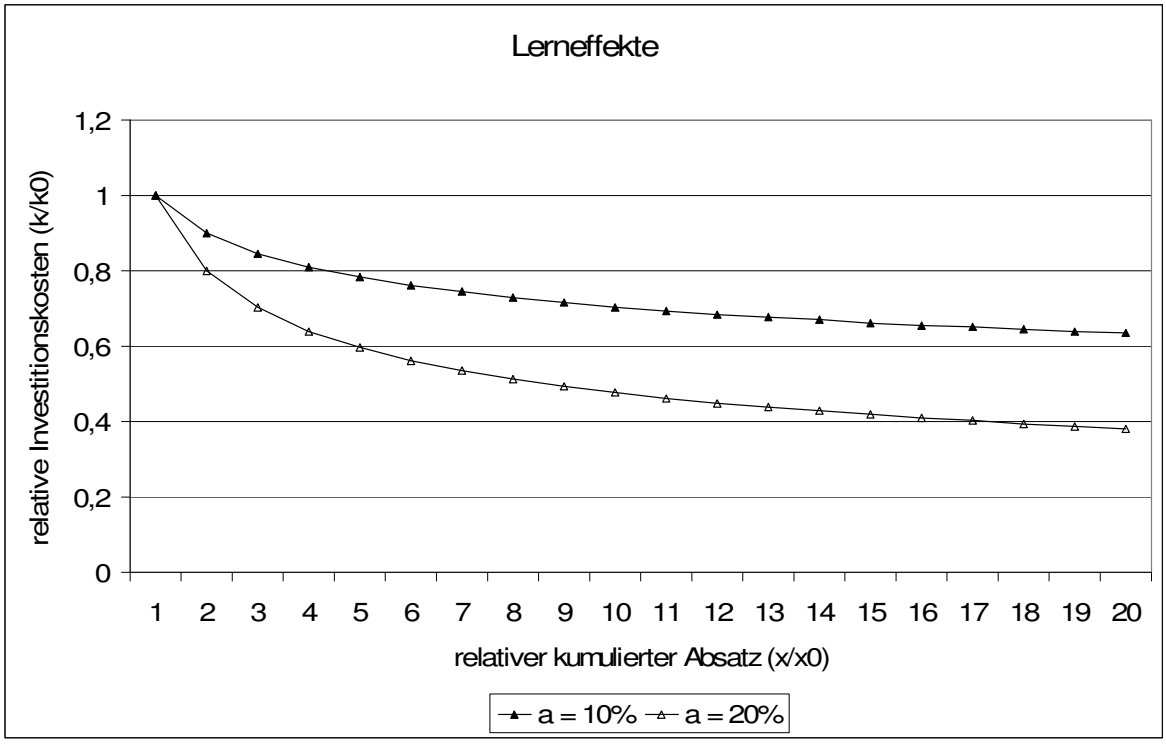

Abb. 5-1: Kostensenkungspotentiale durch Lerneffekte bei verschiedenen Erfahrungsparametern a

Aufgrund dieser Erfahrungskurve können zukünftige Preisentwicklungen besser abgeschätzt werden. Im Rahmen dieser Arbeit ist sie insbesondere von Bedeutung, da auf diese Weise Rückschlüsse auf die erforderliche Verbreitung bestimmter Speichertechnologien gezogen werden können, damit diese konkurrenzfähig eingesetzt werden können.

Für $a = 10\ \%$ („pessimistisch“) und $a = 20\ \%$ („optimistisch“) sind die Lernkurven in Abb. 5-1 dargestellt.

5.2. Kurzzeitspeicher

Als Kurzzeitspeicher werden in dieser Arbeit all jene Technologien betrachtet, deren Zugriffszeit im Millisekunden- bis maximal Sekundenbereich liegt und deren sinnvolle Speicherdauer maximal bis zu mehreren Minuten beträgt. Hierfür kommen in erster Linie Superkondensatoren und supraleitende Spulen (SMES), aber auch Schwungradspeicher in Frage. SMES-Systeme nehmen insofern eine Sonderstellung ein, da sie den Strom zwar auch für längere Zeit speichern können, der Entladevorgang selbst aber nach kurzer Zeit abgeschlossen ist. Batterien haben ebenfalls eine sehr kurze Zugriffszeit, werden aber aufgrund ihrer längeren Entladedauer in einem gesonderten Abschnitt behandelt.

5.2.1. Ökonomischer Vergleich

5.2.1.1. Annuitäten und Stromspeicherkosten

Abb. 5-2 zeigt die Gegenüberstellung der Annuitäten der energiebezogenen Investitionskosten. Dabei wurde jeweils die Nutzungsdauer angenommen, die in Kap. 3 und 4 angegeben ist (vgl. auch Tab. 5-1).

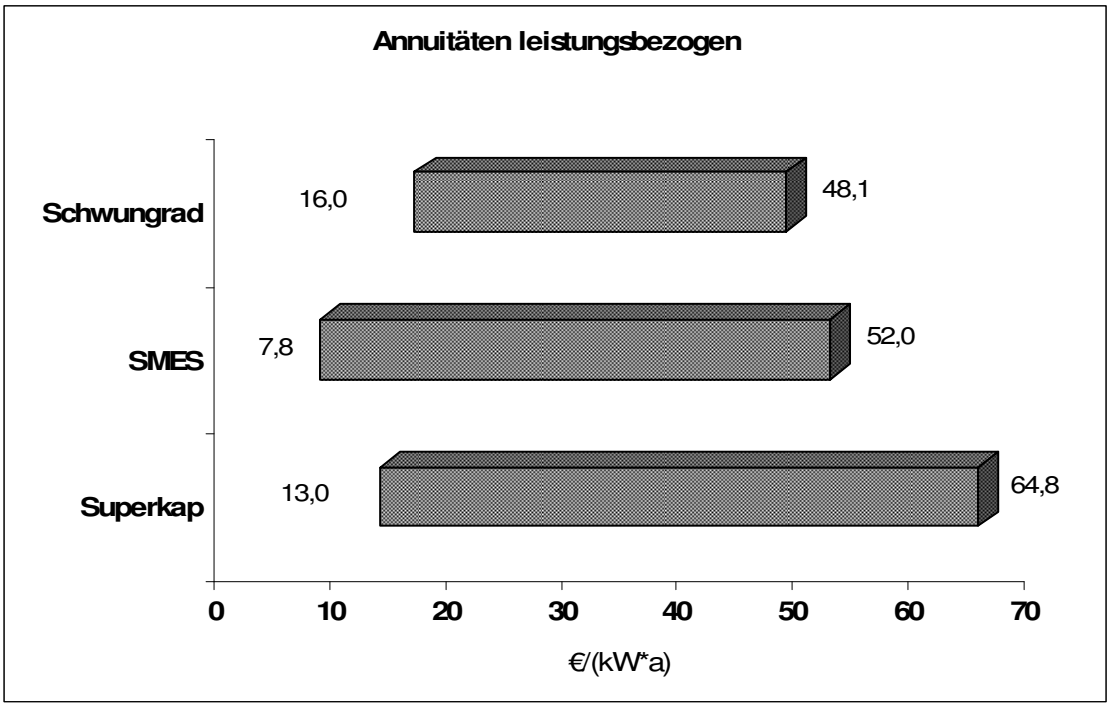

Abb. 5-2: Vergleich der Annuitäten der leistungsbezogenen Investitionskosten (Lebensdauern vgl. Tab. 5-1)

Demnach ist für Superkondensatoren mit Annuitäten zwischen rund 13 und 65 €/(kW*a) zu rechnen, bei SMES-Systemen liegen sie zwischen 8 und 52 €/(kW*a) und bei Schwungradspeichern zwischen 16 und 48 €/(kW*a). Aus Sicht der Annuitäten können also SMES-Speicher die billigste Technologie darstellen, Superkapazitäten die teuerste.

In der Abb. 5-3 ist die Abhängigkeit der energiebezogenen Annuitäten von der Lebenszeit des Speichers dargestellt. Unter der Annahme verschieden langer Nutzungsdauern zeigt sich hier, dass unter Umständen auch teure Schwungräder, die entsprechend länger betrieben werden, im Endeffekt günstiger sein können als etwa SMES-Systeme, die eventuell bereits nach kürzerer Zeit stillgelegt werden müssen.

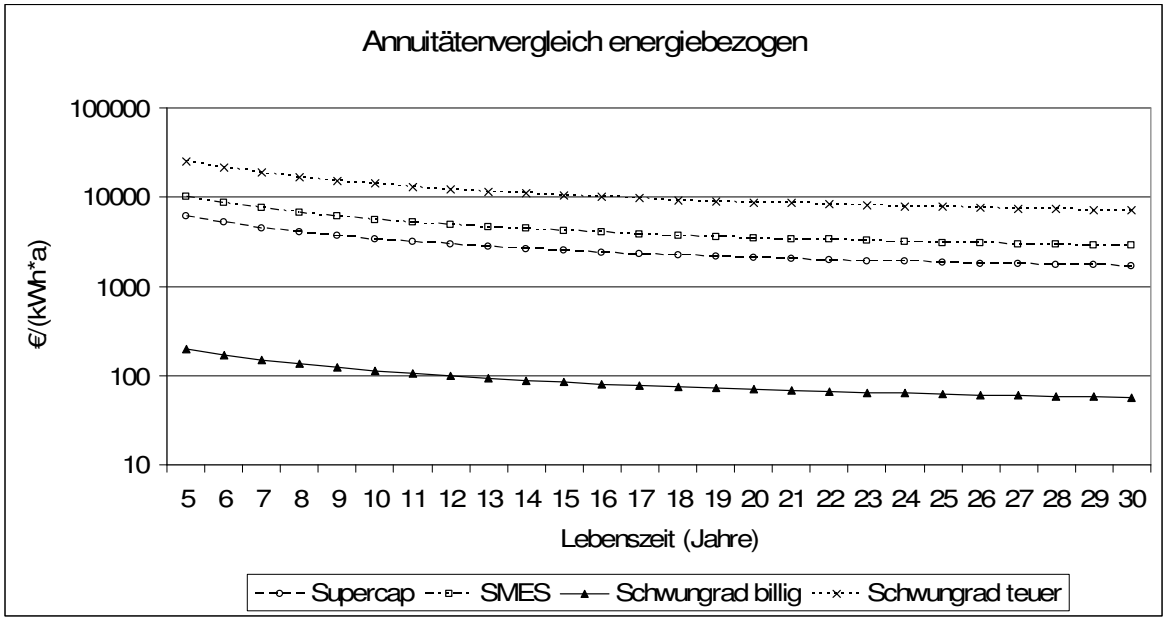

Abb. 5-3: Annuitäten der energiebezogenen Investitionskosten von Kurzzeitspeichern über der Lebensdauer (Investitionskosten nach [Schoenung et al., 2003])

Tab. 5-1: Für die Berechnung der Speicherkosten angenommene Lebensdauern von Kurzzeitspeichern (vgl. Kap. 3 und 4)

Superkondensator	10 Jahre
SMES	30 Jahre
Schwungrad	20 Jahre

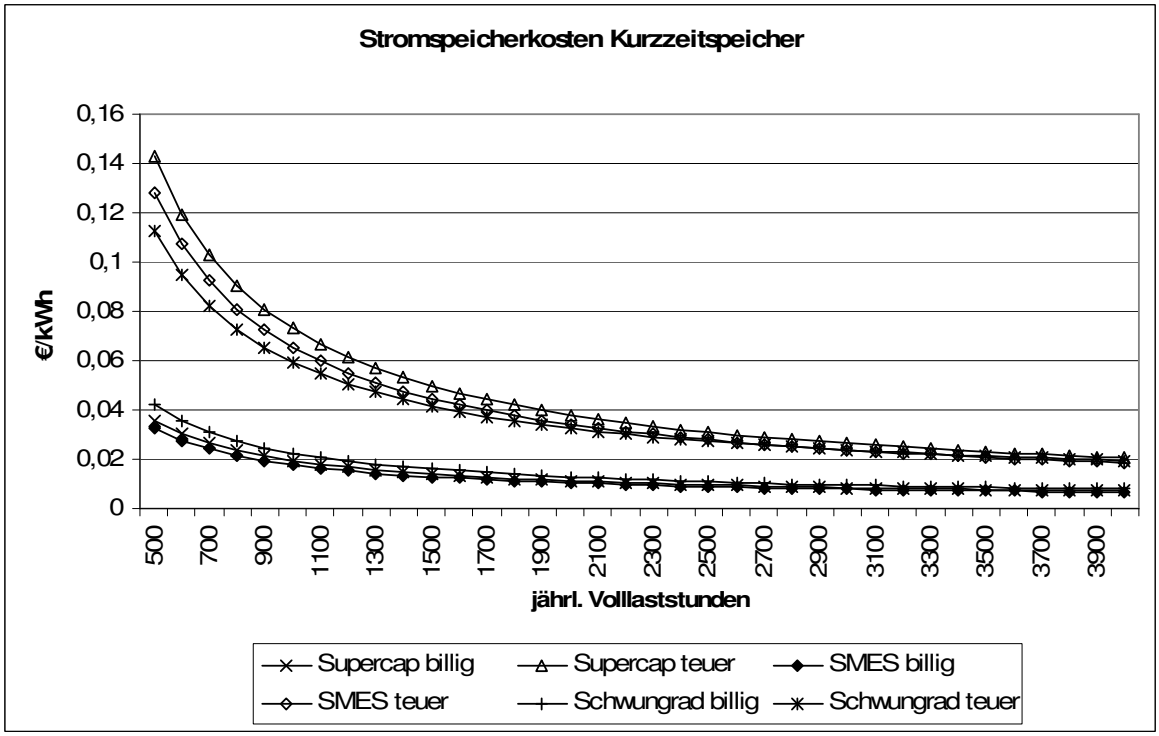

Abb. 5-4: Vergleich der Stromspeicherkosten von Kurzzeitspeichern

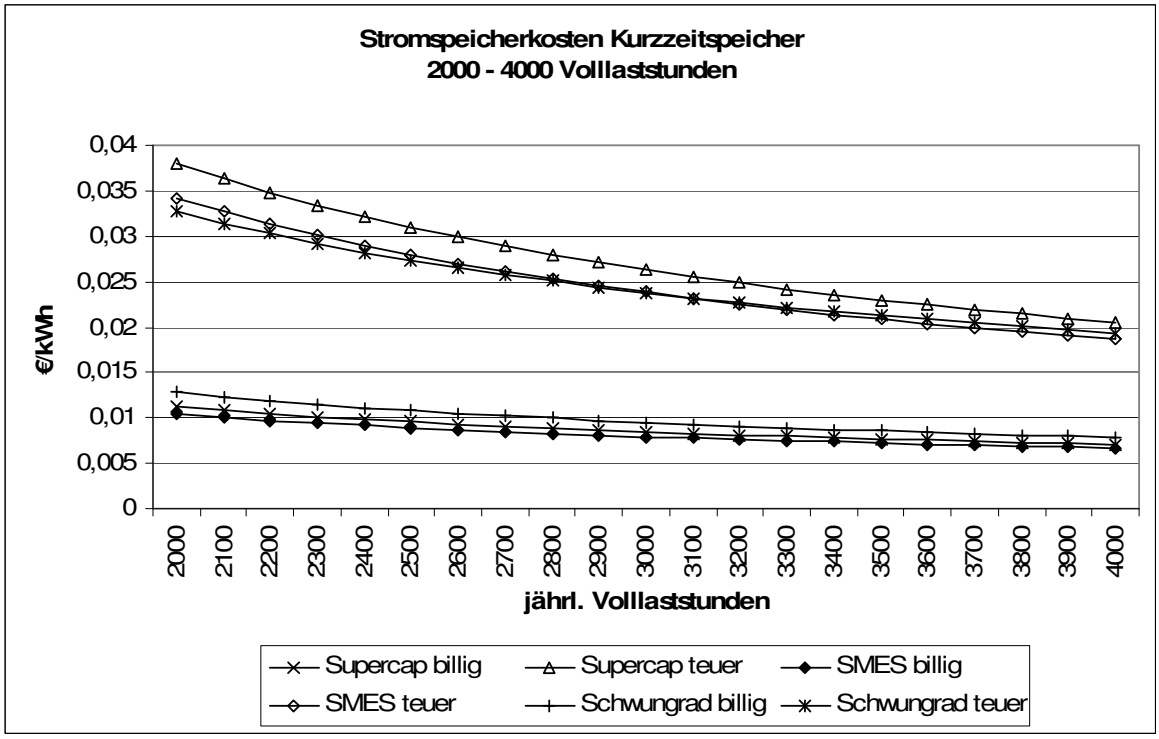

Abb. 5-5: Speicherkosten von Kurzzeitspeichern im Bereich zwischen 2000 und 4000 Volllaststuden/Jahr

In der Abb. 5-4 sind die Stromspeicherkosten für die drei Kurzzeitspeicher-Technologien in Abhängigkeit von der jährlichen Betriebsdauer eingetragen, wobei die Lebensdauern entsprechend den Angaben in Kap. 3 und 4 angenommen wurde (siehe auch Tab. 5-1).

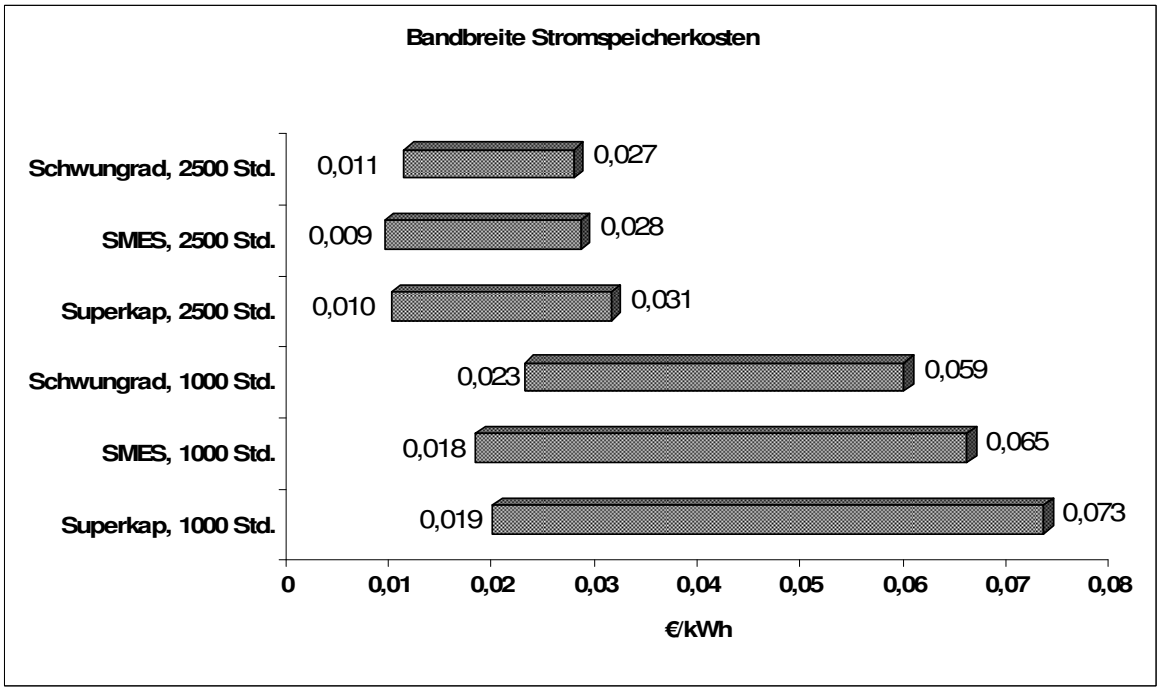

Abb. 5-6: Bandbreite der Stromspeicherkosten von Kurzzeitspeichern bei 1000 und 2500 Volllaststunden jährlich.

Die Begrenzung der jährlichen Volllaststunden mit 4 000 h/a scheint sinnvoll, wenn Lade- und Entladevorgang etwa gleich lang dauern. Man sieht, dass im gesamten Volllast-

stundenbereich die billigen SMES-Systeme die niedrigsten Kosten aufweisen, die Differenz zu billigen Superkondensatorspeichern ist aber besonders bei höheren Volllaststunden minimal. Superkondensatorspeicher können mit einem gewissen Abstand auch die teuersten Systeme darstellen (siehe auch Abb. 5-5), die geringste Kostenbandbreite ist bei Schwungradspeichern zu finden. Zur besseren Illustration zeigt Abb. 5-6 die Bandbreite der Stromspeicherkosten speziell für 1000 und 2500 jährliche Volllaststunden. Superkondensatoren liegen demnach im Bereich zwischen 1,9 und 7,3 bzw. 1,0 und 3,1 Eurocent/kWh, SMES-Systeme zwischen 1,8 und 6,5 bzw. 0,9 und 2,8 Eurocent/kWh und Schwungräder zwischen 2,3 und 5,9 bzw. 1,1 und 2,7 Eurocent/kWh.

5.2.1.2. Sensitivitätsanalyse und Lerneffekte

In den Abb. 5-7 und Abb. 5-8 sind die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für Superkondensatoren dargestellt. Die Parameter sind dazu in zwei Gruppen unterteilt, in externe bzw. von der jeweiligen Technologie weniger stark abhängige Parameter und in Parameter, die stark von der jeweiligen Technologie abhängen, wie in 5.1.2 bereits beschrieben. Es zeigt sich, dass die Stromspeicherkosten in erster Linie von den Volllaststunden sowie von den Investitionskosten und der Lebensdauer bestimmt werden. Der Speicherwirkungsgrad ist mit 95 % ohnehin sehr hoch, sodass eine wesentliche Kostensenkung durch Wirkungsgraderhöhung nicht mehr möglich ist.

Um signifikante Reduktionen der Speicherkosten erreichen zu können, sind daher die Investitionskosten möglichst zu senken sowie Lebensdauer und Volllaststunden zu erhöhen. Eine Steigerung der Betriebsstunden ist bei Superkondensatoren leicht machbar, da sie aufgrund ihrer Eigenschaften überall dort verwendet werden können, wo häufige Belastungswechsel auftreten. Mögliche Einsatzbereiche sind u. a. daher Nahverkehrsnetze (häufiges Anfahren und Bremsen von Zügen), bestimmte Industrienetze (häufiges Ein- und Ausschalten von Maschinen), kurzum vor allem Anlagen zur Spannungsstabilisierung bzw. in der Primärregelung von Netzen.

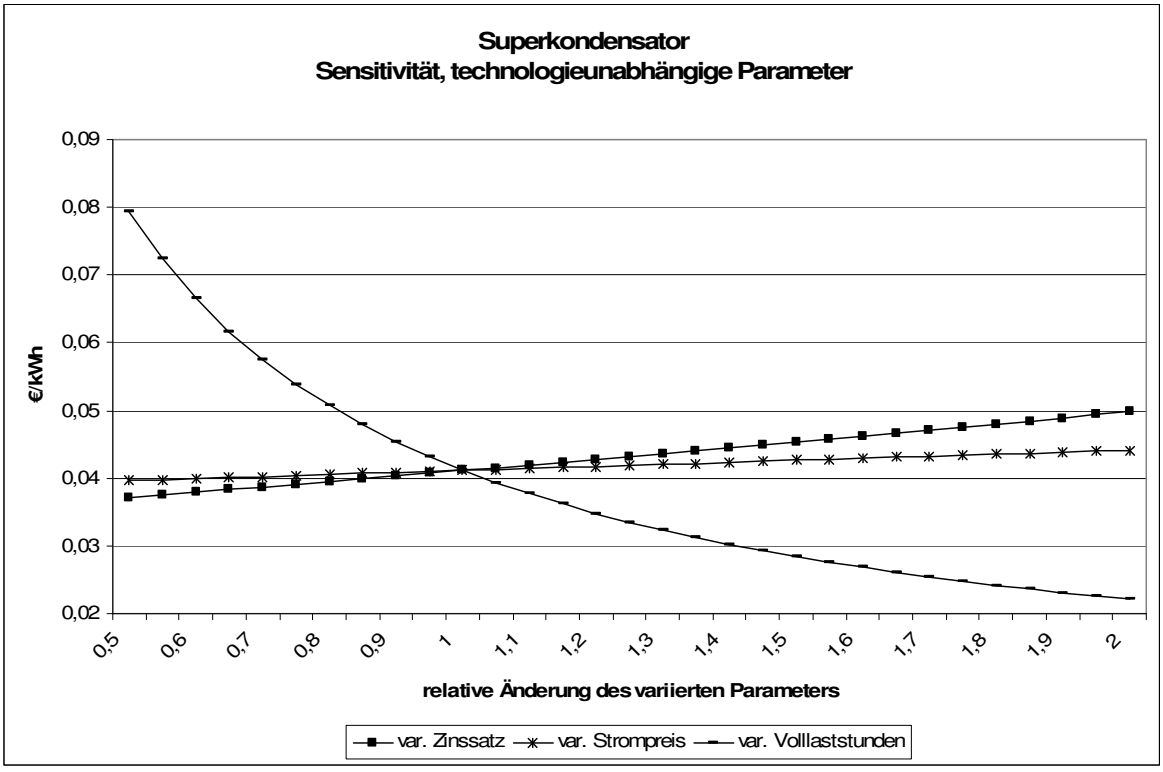

Abb. 5-7: Sensitivitätsanalyse für einen Superkondensatorspeicher (schwach technologieabhängige Parameter)

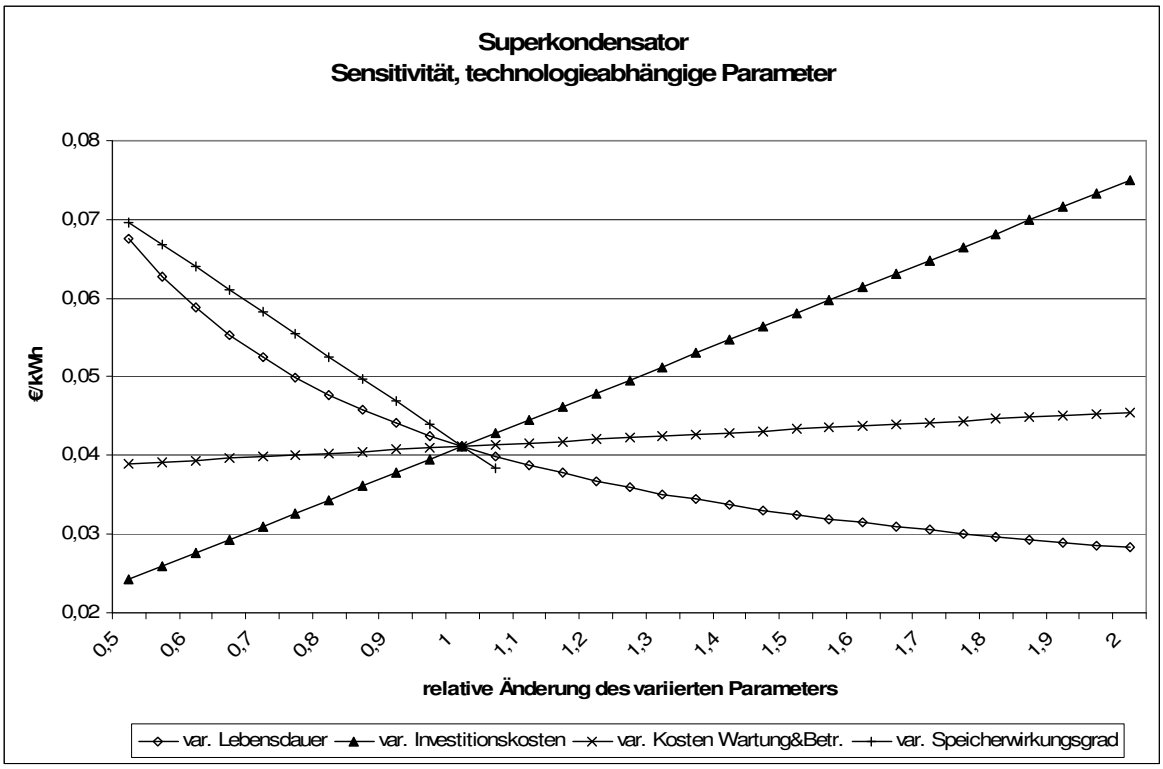

Abb. 5-8: Sensitivitätsanalyse für einen Superkondensatorspeicher (stark technologieabhängige Parameter)

Während eine Verlängerung der Lebensdauer aufgrund von Alterungsprozessen vermutlich nur in engen Grenzen erzielbar ist, scheint eine Verringerung der Investitionskosten durch entsprechende Produktionssteigerung und Marktdurchdringung leichter möglich.

Auf Basis der Daten aus dem INVESTIRE-Bericht (siehe Kap. 3.1.5) wurde versucht, grob die Entwicklung der Kosten bis 2011 abzuschätzen. Für die Kostenentwicklung wurde dabei folgender einfacher Zusammenhang angenommen (vgl. [Haas, 1998]):

$$K(t) = K_0 \cdot e^{-\lambda \cdot t}$$

Der Faktor λ liegt dabei im Bereich zwischen -0,22 und -0,24. Das Ergebnis der Kostenabschätzung zeigt die Abb. 5-9.

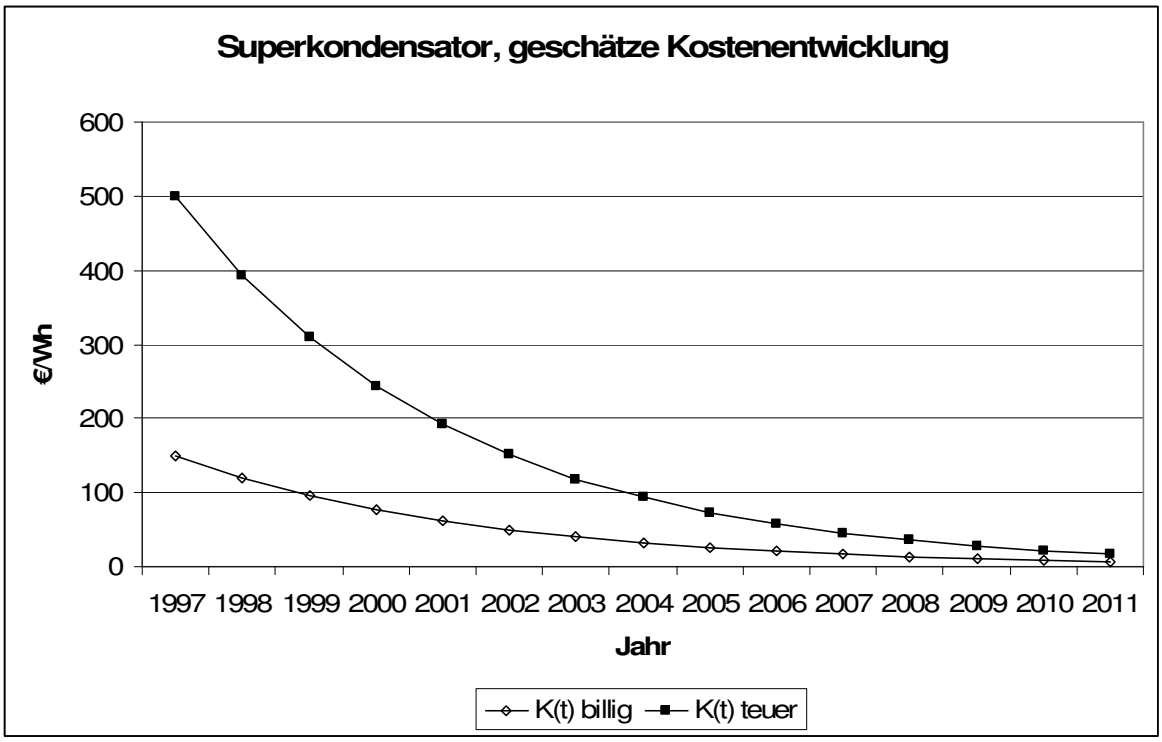

Abb. 5-9 Abschätzung der Kostenentwicklung von Superkondensatoren bis 2011

Bei SMES-Systemen sind die Sensitivitäten sehr ähnlich wie bei Superkondensatoren. Auch hier können die Stromspeicherkosten am wirksamsten über eine Erhöhung der Betriebsstunden sowie eine Senkung der Investitionskosten gemindert werden (Abb. 5-10 und Abb. 5-11).

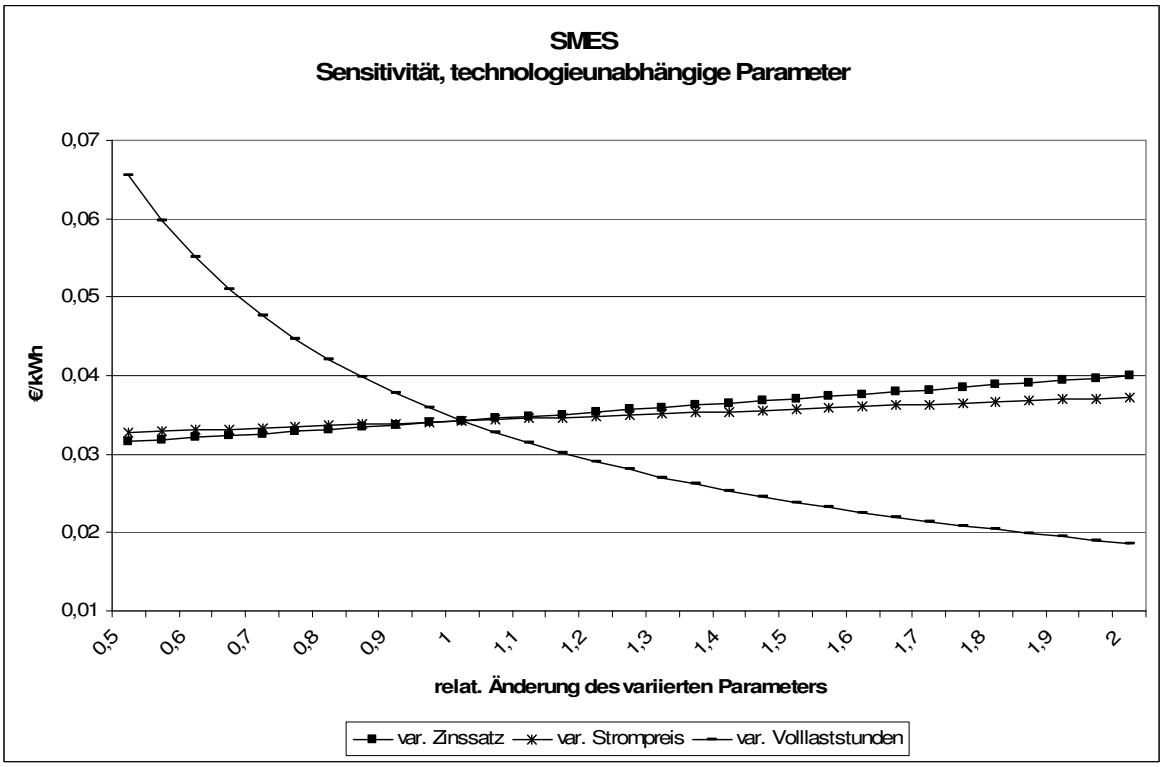

Abb. 5-10: Sensitivitätsanalyse von SMES-Systemen (schwach technologieabhängige Parameter), Investitionskosten nach [Schoenung, 2003]

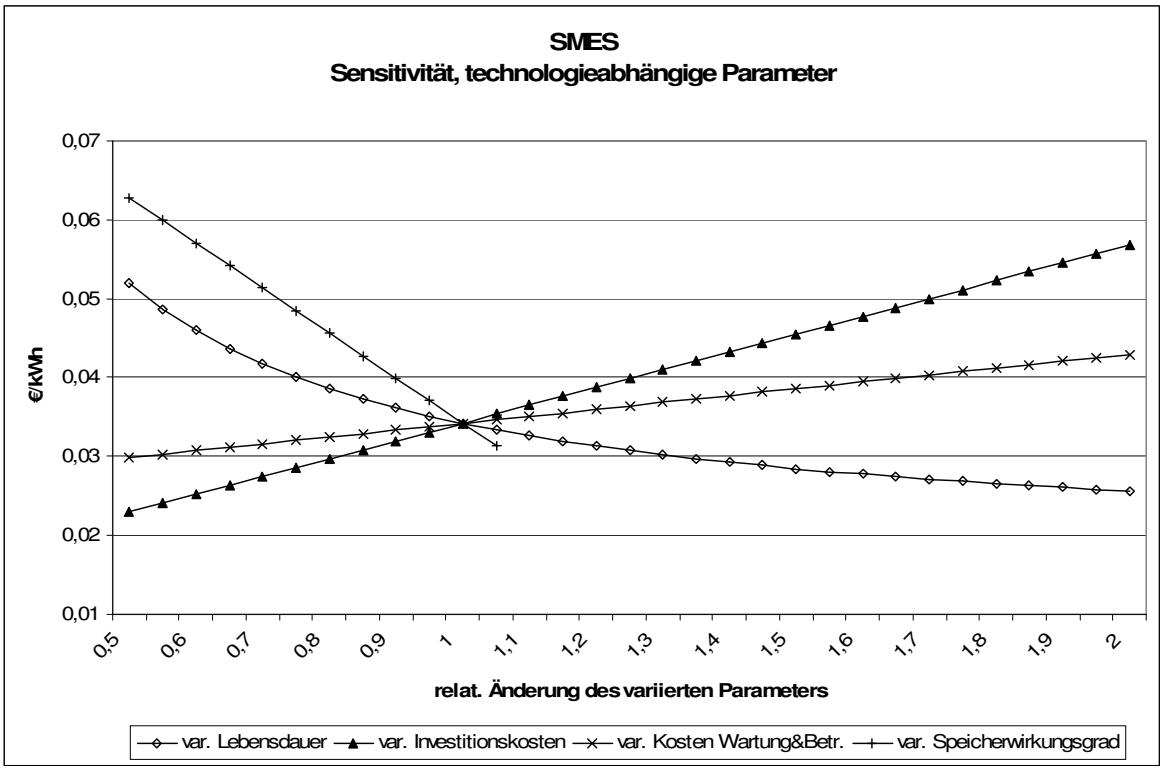

Abb. 5-11: Sensitivitätsanalyse von SMES-Systemen (stark technologieabhängige Parameter)

Die Sensitivitätsanalyse für einen Schwungradspeicher zeigen die Abb. 5-12 und Abb. 5-13. Die Investitionskosten wurden darin mit 275 €/kWh angenommen, der Speicherwirkungsgrad mit 92%.

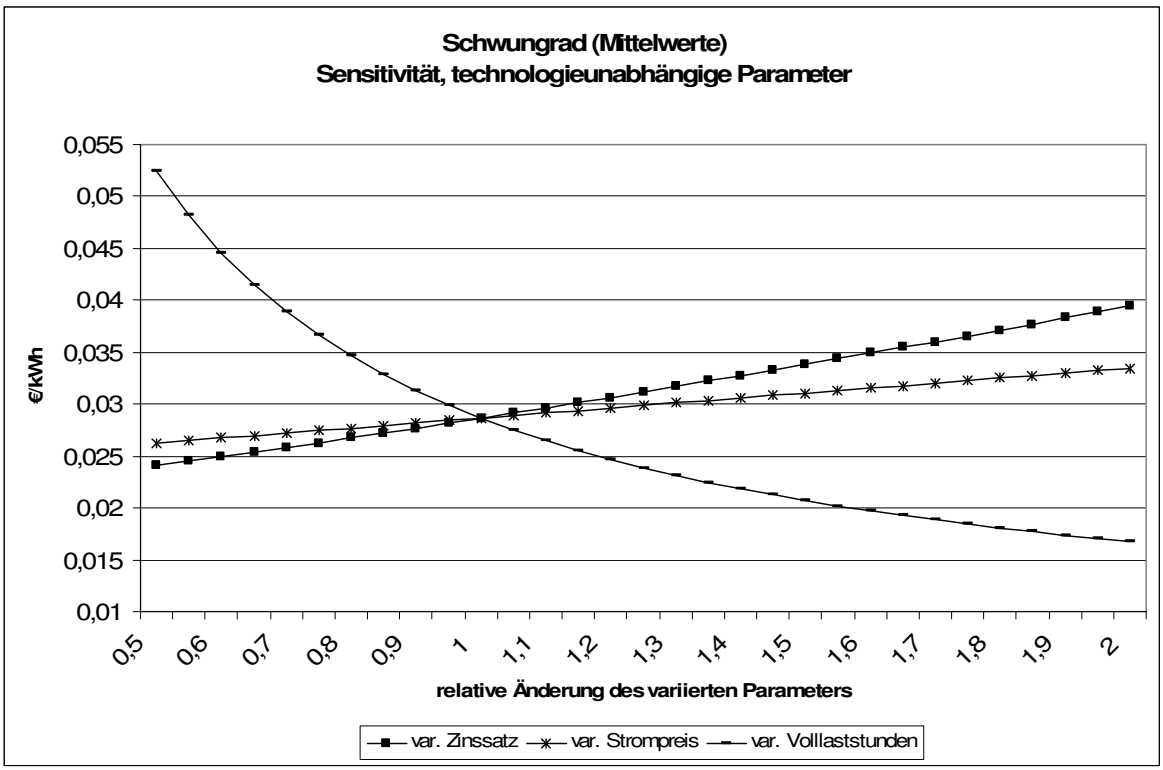

Abb. 5-12: Sensitivitätsanalyse für durchschnittlichen Schwungradspeicher (schwach technologieabhängige Parameter)

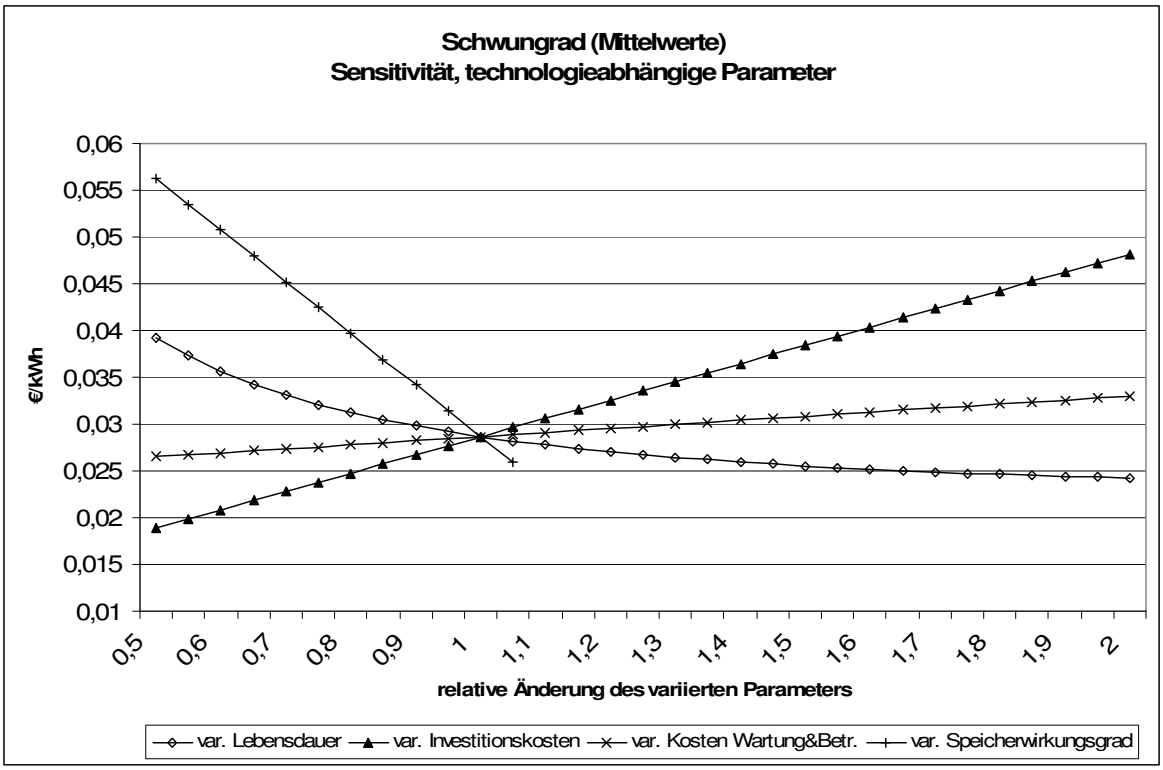

Abb. 5-13: Sensitivitätsanalyse für durchschnittlichen Schwungradspeicher (stark technologieabhängige Parameter)

Welche Kostenreduktionen durch einen größeren Absatz bei schnellen Speichern möglich sind, zeigt Abb. 5-14.

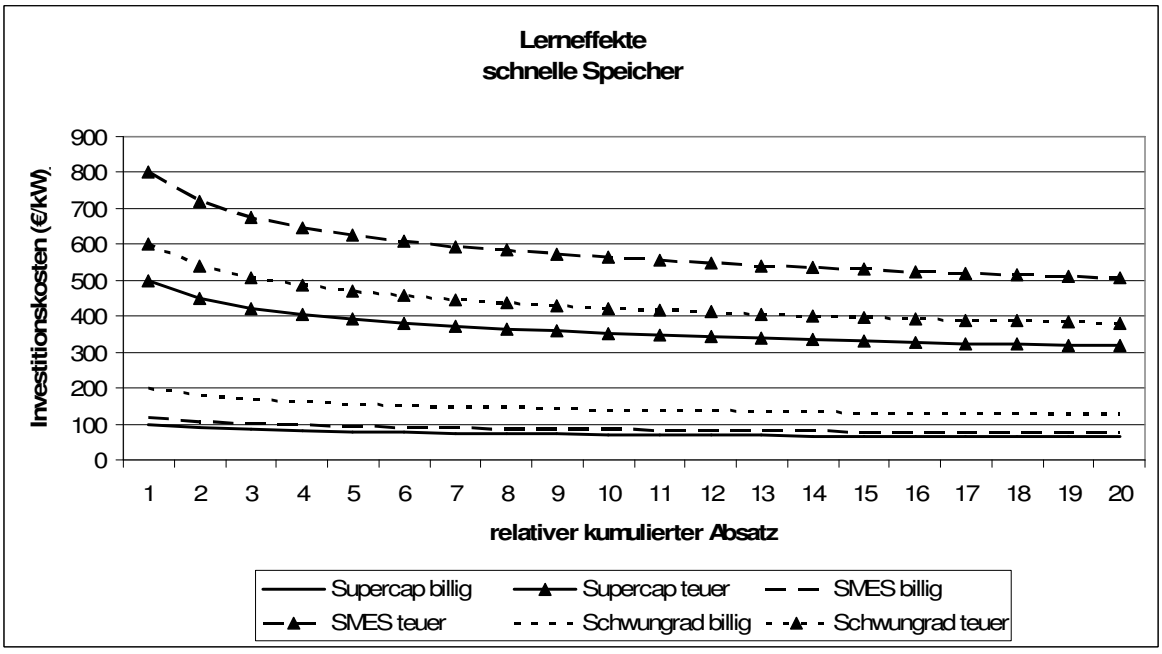

Abb. 5-14: Mögliche Kostenreduktionen durch Lerneffekte bei schnellen Speichern

Damit teure Superkondensatoren zumindest die Stromspeicherkosten von teuren Schwungradspeichern erreichen (2,4 Eurocent/kWh bei 3000 h), ist es notwendig, die Investitionskosten zu senken. Ihr dann maximal zulässiger Wert ergibt sich aus dem Zusammenhang (vgl. Kap. 5.1.1)

$$K_I = \frac{\left[K_{kWh} - \frac{K_{BS}}{\eta_{BS}} - K_E \cdot \left(1 - \eta_{Sp}\right) \right] \cdot T_B - K_{B+W}}{\alpha}$$

und beträgt in diesem Fall 446 €/kW. Mit einer Verdoppelung des Absatzes wären diese Kosten erreichbar.

5.2.2. Ökologischer Vergleich

In Tab. 5-2 sind die wichtigsten umweltrelevanten Eigenschaften der Kurzzeitspeicher zusammengefasst. Es zeigt sich, dass Schwungradspeicher und SMES-Systeme ziemlich bedenkenlos einsetzbar sind. Hauptnachteil der Superkapazitäten ist der Elektrolyt, der nach Ende der Lebensdauer fachgerecht entsorgt oder rezykliert werden muss. Vergleiche bezüglich energetischer Aspekte und Emissionen konnten mangels Daten nicht durchgeführt werden.

Tab. 5-2: Umweltrelevante Eigenschaften von Kurzzeitspeichern

	Superkapazität	SMES	Schwungrad
Emissionen im Betrieb	keine	keine	keine
problematisch wegen	Elektrolyt	flüssiges Helium	---
recyclingfähig	k. A.	k. A.	problemlos
Gefahrenrisiko	gering	gering	gering
mögliche Gefahrenfälle	Leck, Brand, Explosion	Leck im Kühlmittel-kreislauf	Bersten
Einwirkung auf Umwelt	chemisch	thermisch	mechanisch
mögliche Auswirkungen	Verätzungen, Vergiftungen	Erfrierungen, Sehstörungen, (Atemnot)	Verletzung/Tod von Lebewesen, Beschädigung v. Sachgütern
betroffenes Gebiet	eng begrenzt	eng begrenzt	weiträumiger

5.3. Längerfristige Speicherung

In diese Kategorie fallen alle Systeme, deren Entladedauer im Bereich von Stunden bis im Extremfall auch von mehreren Tagen liegt. Hierzu gehören verschiedenste Technologien, von den diversen Batteriesystemen bis hin zu Großanlagen wie Pumpspeicher- und Luft-speicherkraftwerken. Dabei muss unterschieden werden zwischen Anlagen, die schnell verfügbar sind (etwa Batteriespeicher), und solchen mit einer längeren Reaktionszeit, wie Pumpspeicherkraftwerke. Aus diesem Grund werden hier diese beiden Gruppen getrennt behandelt.

5.3.1. Speicher mit schneller Reaktionszeit

Zu dieser Klasse gehören hauptsächlich die diversen Batteriesysteme[52]. Sie zeichnen sich durch einerseits eine schnelle Reaktionszeit aus, können aber gleichzeitig auch über einen längeren Zeitraum Energie bereitstellen, als dies bei Kurzzeitspeichern der Fall ist.

[52] Hochtemperaturzellen, wie die Na-S-Zelle oder Na-$NiCl_2$-Zelle, müssen auf ihrer Betriebstemperatur gehalten werden, um im Bedarfsfall sofort einsatzfähig zu sein.

5.3.1.1. Ökonomischer Vergleich

- **Annuitäten und Stromspeicherkosten**

Abb. 5-15 zeigt einen Vergleich der Investitionskosten pro kWh gespeicherter Energie verschiedener Akkumulatorsysteme. Die Investitionskosten wurden dabei mittels der Annuitätenmethode auf die Lebensdauer umgerechnet, die Bandbreiten der Kosten ergeben sich dabei aus Schwankungen sowohl der Lebensdauer als auch der Investitionskosten. Für die Kosten und Lebensdauern der Natrium-Batterien sowie der Regenesys™-Redox-Batterie standen außer [Schoenung et al., 2003] keine Werte zur Verfügung, als möglicher Bereich für Kostenschwankungen wurden hier ±20 % um den jeweiligen Wert aus der Studie angenommen.

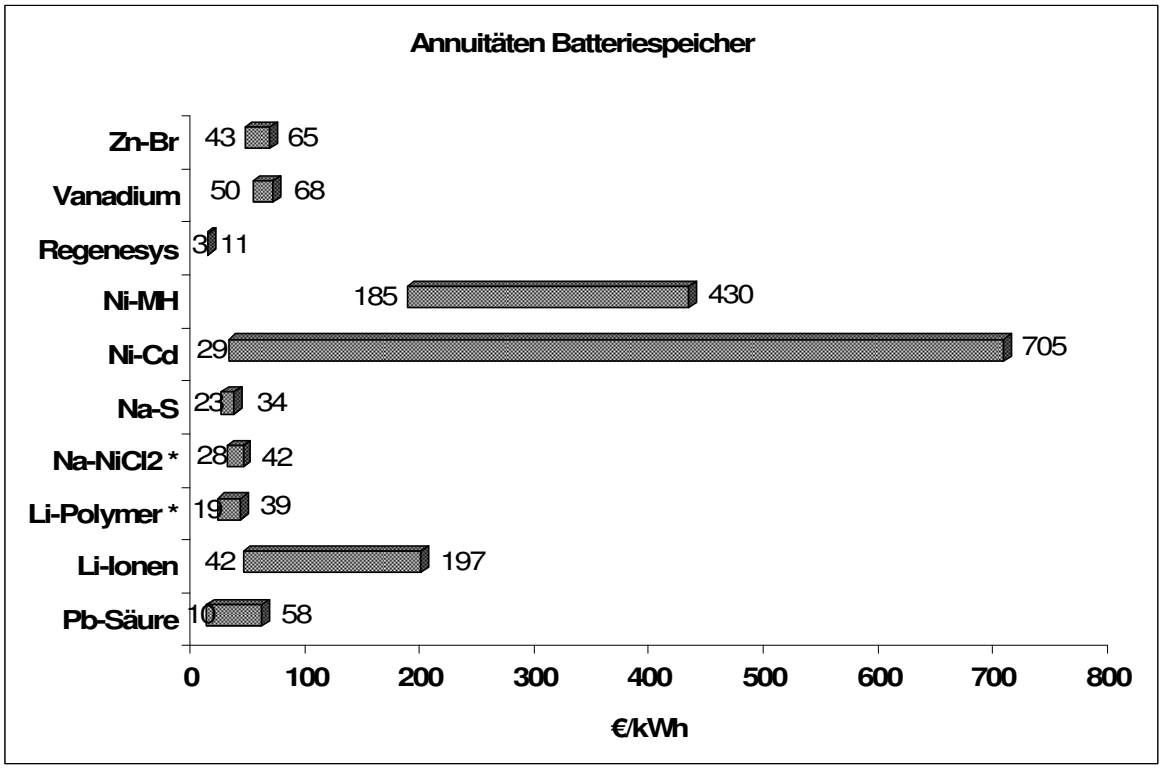

Abb. 5-15: Vergleich der Annuitäten der energiebezogenen Investitionskosten von Batteriesystemen (mit * markierte Systeme: angestrebte Werte)

Aus der Sicht der Anschaffungskosten betrachtet, ist die Bleibatterie eine der kostengünstigsten Technologien, wobei aber die Na-S-Batterie zu einer ernsthaften Konkurrenz werden könnte. Lithium-Polymer- und Na-$NiCl_2$-Batterie erscheinen zwar ebenfalls auf den ersten Blick sehr günstig, dabei ist aber zu beachten, dass es sich bei diesen Technologien nur um angestrebte Werte handelt. Auch die Investitionskosten von Ni-Cd- und Li-Ionen-Systemen liegen teilweise im Bereich von Bleiakkus. Ursachen für das schlechte Abschneiden der Nickel-Metallhydrid-Batterien sind einerseits die hohen Preise sowohl von Nickel als auch der für Metallhydride geeigneten Legierungen, andererseits auch die teilweise sehr kurzen Lebensdauern von manchmal nur 2 Jahren. Auffallend kostengünstig erscheint auch die Regenesys™-Technologie. Hier darf aber nicht übersehen werden, dass bisher nur eine Versuchsanlage fertiggestellt wurde und daher nicht mit Sicherheit feststeht, ob diese Kosten bei der Errichtung weiterer Analgen auch eingehalten werden können. Ein weiterer Grund für diese niedrigen Investitionskosten kann auch sein, dass Regenesys™-Anlagen in erster Linie zur Speicherung sehr großer Energiemengen gedacht sind und daher die Kosten pro erzeugter elektrischer kWh entsprechend niedriger ausfallen.

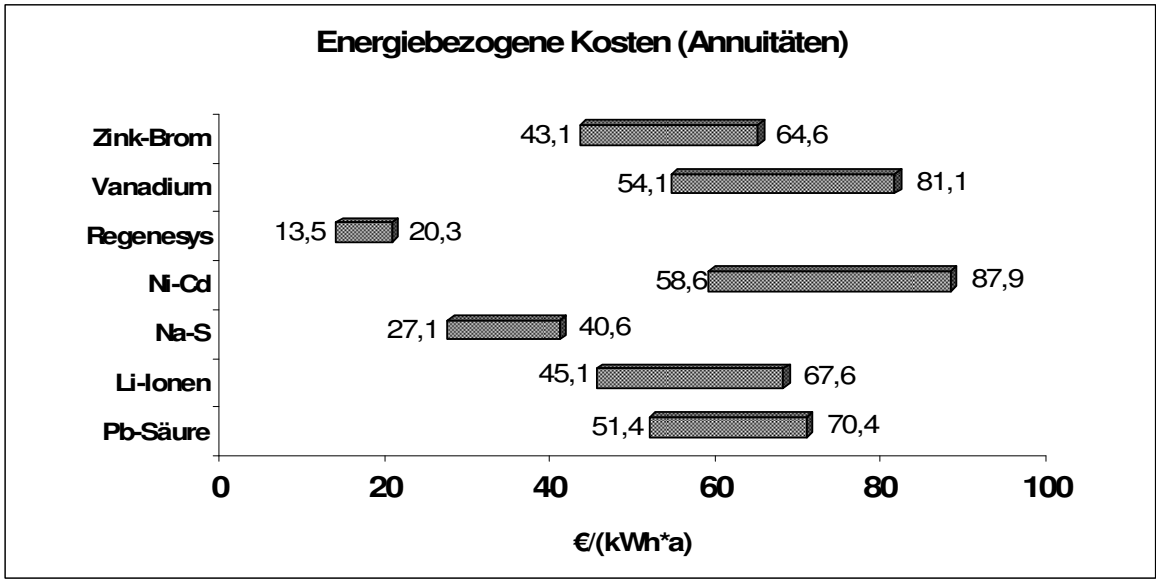

Abb. 5-16: Vergleich der Summen aus den Annuitäten von Investitionskosten und Kosten der Anlagenperipherie (jeweils energiebezogen)

Betrachtet man die Summe der Annuitäten von energiebezogenen Investitionskosten und der Kosten für die Anlagenperipherie, dann sind die kostengünstigsten Speicher unter den „herkömmlichen" Technologien ebenfalls billige Blei-Säure-Systeme sowie Lithium-Ionen-Akkus. Bestechend niedrig sind die Annuitäten der Na-S-Batterie, die nur etwas mehr als die Hälfte der Kosten von billigen Blei-Säure-Batterien ausmachen. Unter den Redox-Flow-Systemen sticht besonders die Regenesys™-Zelle heraus, aufgrund der fehlenden Betriebserfahrung lässt sich jedoch nicht mit Sicherheit sagen, ob die in [Schoenung et al., 2003] angegebenen Werte in der Praxis auch erreicht werden können (Abb. 5-16).

Welche Technologie im Hinblick auf die Stromerzeugung die billigste ist, hängt von der jährlichen Betriebsdauer ab. Abb. 5-17 und Abb. 5-18 geben einen Überblick über die Stromspeicherkosten von Akkumulatoren und Redox-Flow-Batterien. Der Berechnung liegt wieder die Formel aus 5.1.1 zugrunde. Der Schwankungsbereich der Stromspeicherkosten ist besonders breit bei den „neuen" Systemen, da bei diesen noch wenig Erfahrung gesammelt werden konnte. Im niedrigeren Volllaststundenbereich bis etwa 750 h jährlich sind Ni-Cd-Systeme und Bleibatterien am kostengünstigsten (ab knapp 4 Eurocent/kWh), dabei ist die Kostenbandbreite von Bleibatterien am größten, sodass diese Systeme, zusammen mit den „teuren" Ni-Cd-Akkus zu den teuersten, großtechnisch verfügbaren Akkumulatoren gehören. Noch teuer ist die Na-$NiCl_2$-Batterie, diese befindet sich jedoch noch im Entwicklungsstadium. Ab ca. 1500 Einsatzstunden können Lithium-Ionen-Akkus bereits billiger als Nickel-Cadmium-Batterien werden, bei 2000 Volllaststunden erreichen ihre Stromspeicherkosten beinahe das Niveau von Bleibatterien. Bei den Redox-Batterien beginnt die Bandbreite der Speicherkosten für alle 3 Systeme im gleichen Bereich, die höchsten Kosten sind bei Zink-Brom-Systemen zu erwarten. Die geringste Bandbreite scheint bei Regenesys™-Systemen vorzuliegen. Dabei darf aber nicht übersehen werden, dass die Redox-Flow-Batterien generell noch wenig verbreitet sind und gerade die Zink-Brom- sowie die Regenesys™-Technologie sich noch in der Entwicklungsphase befinden.

Im Gegensatz zu den Batteriesystemen, die zu einem großen Teil bereits Marktreife erreicht haben, befinden sich die Brennstoffzellen noch weitgehend im Forschungsstadium. Dieser Umstand erklärt die derzeit noch hohen Investitionskosten, mit denen bei Brennstoffzellensystemen zu rechnen ist (Abb. 5-19). Da die MCFC- und SOFC-Technologie noch relativ unerforscht sind, können auch über deren Kosten nur ungefähre Angaben gemacht werden [Boulanger et al., 2003]. Um dennoch eine gewisse Vorstellung über ihre Größenordnungen zu erhalten, wurde für die Werte aus [Boulanger et al., 2003] eine Schwankungsbreite von jeweils ±20 % angenommen.

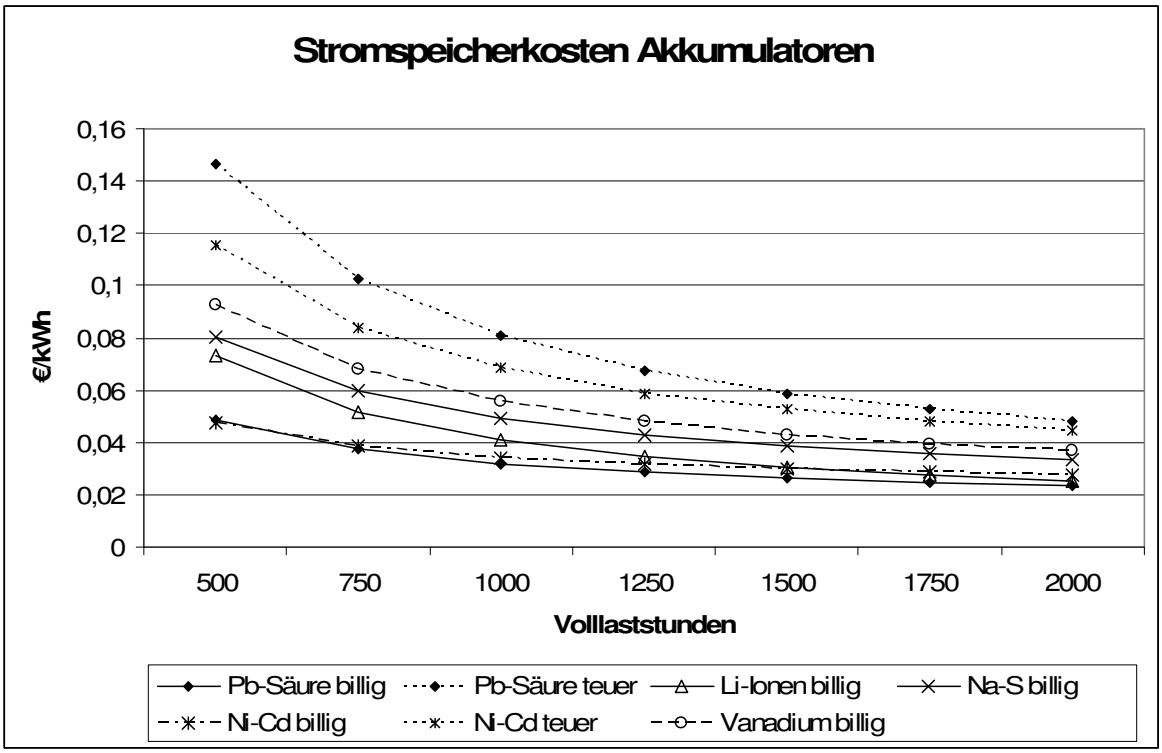

Abb. 5-17: Stromspeicherkosten verschiedener Akkumulatorspeicher. Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind jeweils „teure" Li-Ionen-, und Na-S-Batterien sowie die Na-$NiCl_2$-Batterie nicht eingetragen (siehe Abb. 5-18). Zum Vergleich mit Redox-Systemen ist die „billige" Vanadium-Batterie strichliert eingezeichnet.

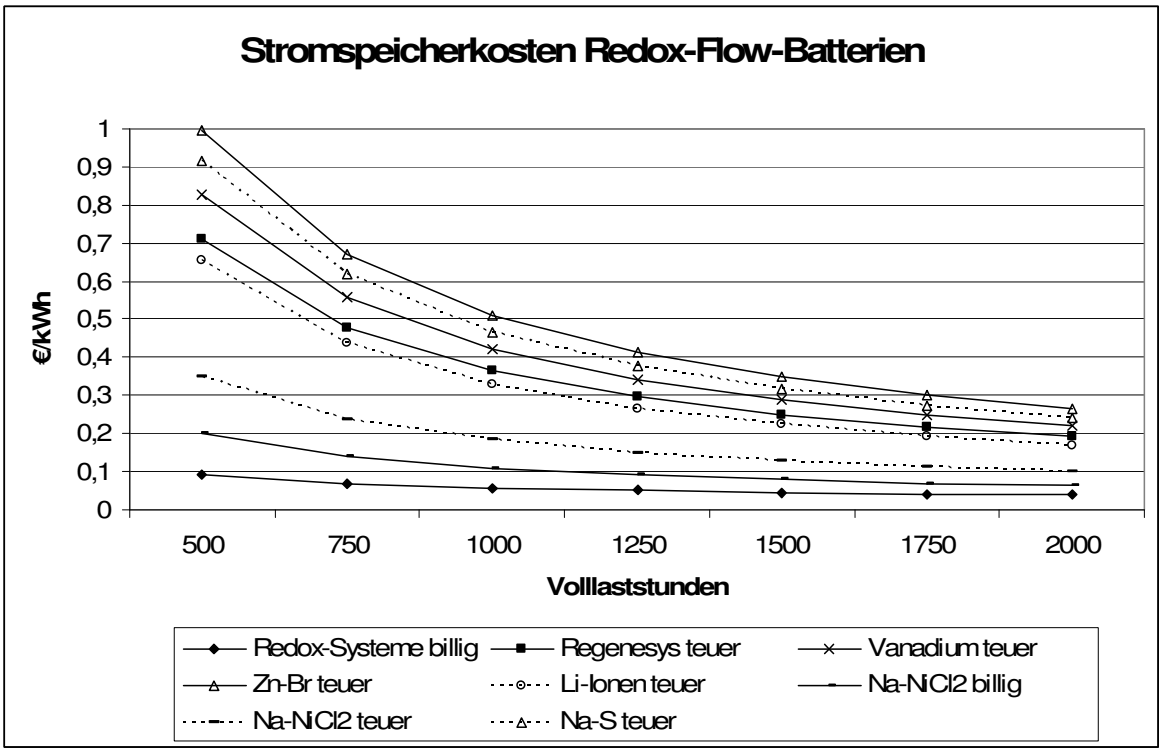

Abb. 5-18: Stromspeicherkosten verschiedener Redox-Flow-Systeme und teurerer Akkumulatoren („teure" Li-Ionen, Na-$NiCl_2$, „teure" Na-S).

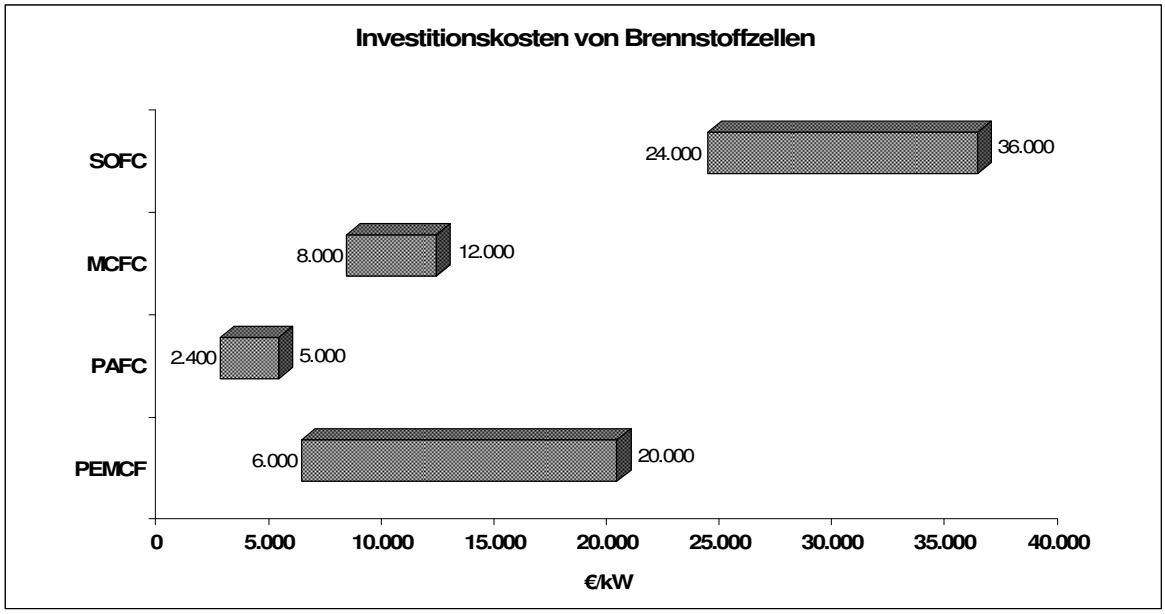

Abb. 5-19: Leistungsbezogene Investitionskosten verschiedener Brennstoffzellentypen

Tab. 5-3: Annahmen für die Stromerzeugung mittels Brennstoffzelle

	PAFC billig	PAFC teuer
Form des Wasserstoffs	gasförmig	flüssig
Kosten des Wasserstoffs	2,96 Eurocent/kWh	26,1 Eurocent/kWh
Wirkungsgrad PAFC	60%	50%
Kosten der PAFC	2400 €/kW	5000 €/kW
Lebensdauer der PAFC	10 Jahre	10 Jahre

Um abzuschätzen, in welchem Rahmen die Stromspeicherkosten bei der Verwendung von Brennstoffzellen liegen, wurde eine Analyse durchgeführt, der die Werte aus Tab. 5-3 zugrundeliegen (Best Case- und Worst Case-Szenario). Als Brennstoffzellentyp wurde die PAFC ausgewählt, da diese nicht nur bereits Serienreife erlangt hat, sondern auch ihre Kosten in einem relativ überschaubaren Rahmen liegen.

Die Stromspeicherkosten wurden nach der folgenden Formel ermittelt:

$$K_{kWh} = \frac{\alpha \cdot K_I + K_{B+W}}{T_A} + \frac{K_{H_2}}{\eta_{PAFC}}$$

Zu beachten ist hier, dass in den Stromspeicherkosten der Brennstoffzelle die gesamten Kosten je elektrischer kWh zur Zeit der Wasserstoffherstellung im Wasserstoffpreis enthalten sind. Für einen korrekten Kostenvergleich zwischen Brennstoffzelle und anderen Systemen ist daher bei den anderen Technologien zu den Stromspeicherkosten der Strompreis zum Zeitpunkt des Ladens des Speichers zu addieren.

Die Kostenverläufe sind in der Abb. 5-20 dargestellt. Die Kosten für Wartung und Betrieb K_{B+W} wurden dabei mit 5% der Investitionskosten angenommen.

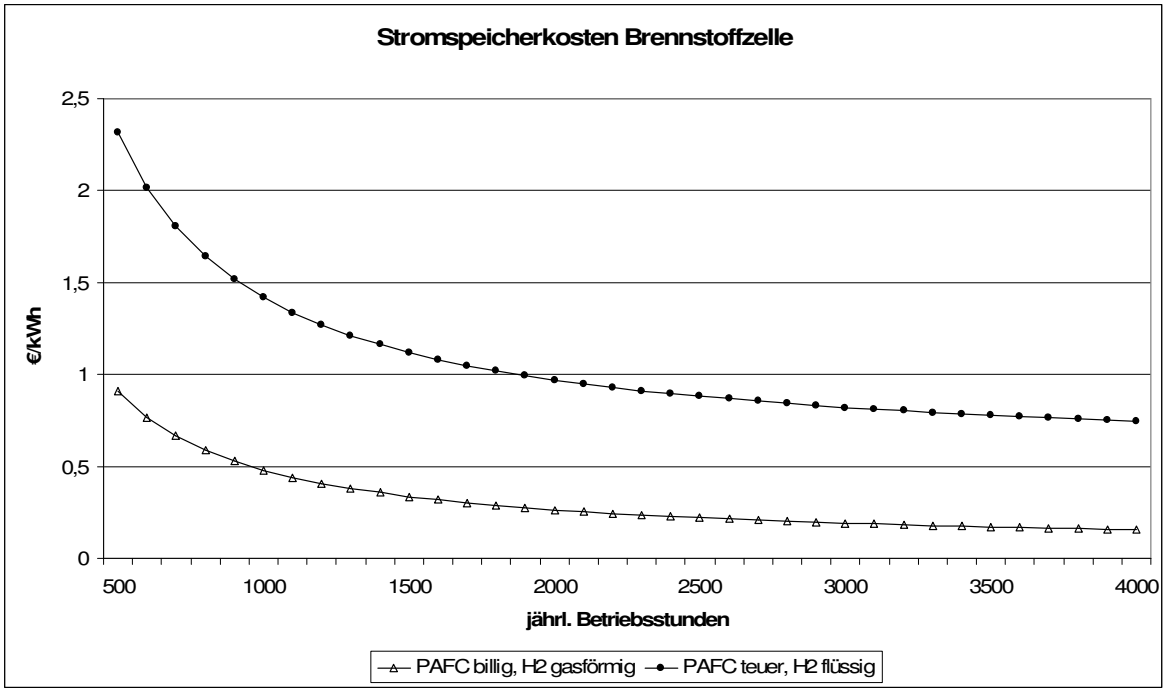

Abb. 5-20: Stromspeicherkosten einer PAFC-Brennstoffzelle im Best-Case und Worst-Case Szenario

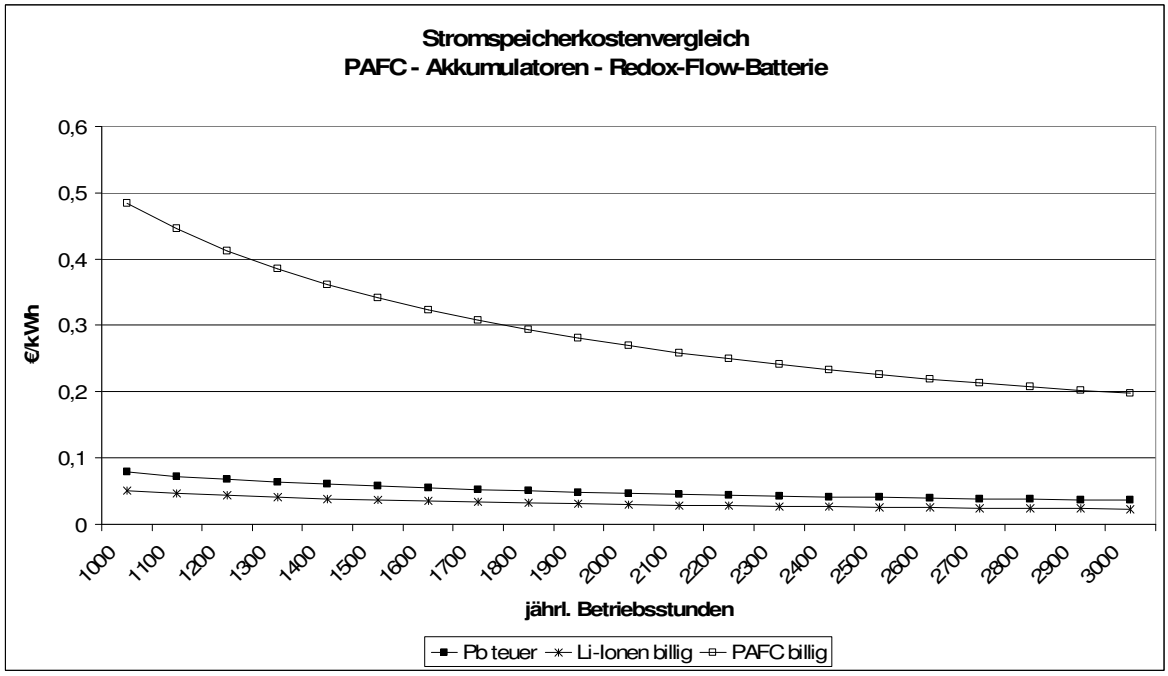

Abb. 5-21: Vergleich der Stromspeicherkosten von Brennstoffzelle und ausgewählten Batteriesystemen

Abb. 5-21 vergleicht die Stromspeicherkosten der PAFC (Best Case-Szenario) mit denen von ausgewählten Batteriesystemen. Lithium-Ionen-Akku und Bleiakku markieren als billigste bzw. teuerste Technologie dabei jenen Bereich, in dem die Speicherkosten von Akkumulatoren liegen, als Vertreter der Redox-Flow-Batterien fungiert die Zink-Brom-Batterie. Es zeigt sich, dass die Kostenkurve der PAFC im gesamten Betriebsstundenbereich stärker fällt als jene der Batteriespeicher, daher erscheint der Einsatz von Brennstoffzellen besonders bei höheren Betriebsstunden sinnvoll.

Im folgenden soll nun untersucht werden, auf welches Niveau die Investitions- bzw. Brennstoffkosten fallen müssen, damit ab etwa 2 000 Betriebsstunden die Brennstoffzelle als Alternative in Frage kommt. Bei 2 000 Betriebsstunden betragen die Speicherkosten von teuren Bleibatterien 4,8 Eurocent/kWh, jene des Lithium-Ionen-Akkus mögen 6 Eurocent/kWh betragen. Zu diesen Werten ist noch jeweils der Einkaufspreis je kWh (hier 6 Eurocent/kWh) zu addieren. Die Speicherkosten der PAFC müssen daher ebenfalls in diesem Bereich liegen. Als Grenze für die Speicherkosten der PAFC werden also 12 Eurocent/kWh angenommen.

Unter der Voraussetzung, dass die Brennstoffkosten gleich bleiben und die Reduktion der Speicherkosten nur über eine Verringerung der Investitionskosten erzielt wird, ergibt sich aus dem Zusammenhang

$$K_{kWh} = \frac{\alpha \cdot K_I + K_{B+W}}{T_A} + \frac{K_{H_2}}{\eta_{PAFC}}$$

für die Investitionskosten

$$K_I = \frac{\left(K_{kWh} - \frac{K_{H_2}}{\eta_{PAFC}} \right) \cdot T_A - K_{B+W}}{\alpha}$$

Unter der Forderung $K_{kWh} = 0{,}12\,Euro/kWh$ für $T_A = 2000\,h/a$ ergeben sich mit den entsprechenden Werten aus Tab. 5-3 die maximalen Investitionskosten zu 787 €/kWh, das entspricht einer Reduktion der ursprünglichen Investitionskosten um rund 67%.

Aus diesem Beispiel ist also ersichtlich, dass die Investitionskosten von Brennstoffzellen noch beträchtlich zu senken sind, damit diese als Konkurrenz zu Batteriesystemen auftreten können. Inwiefern diese Kostenreduktion durch Massenproduktion möglich wird, lässt sich wieder über die Lernkurve bestimmen.

- **Sensitivitätsanalyse und Lerneffekte**

Batteriesysteme sind generell relativ unsensibel gegenüber Zinssatzänderungen. Dies hängt mit der kurzen Lebensdauer zusammen, die meistens weniger als 10 Jahre beträgt. In der Folge wurden für alle Akkumulator- und Redox-Flow-Systeme Sensitivitätsanalysen durchgeführt, als Bezugswerte für die Investitions- und Betriebskosten wurden wiederum die Beträge aus [Schoenung et al., 2003] herangezogen. Für Bleibatterie-Anlagen sind die Sensitivitätsanalysen auf den folgenden Seiten zu finden, für alle übrigen Batterietypen wird auf den Anhang 1: Sensitivitäts- und Lernkurven von Batteriespeichern verwiesen.

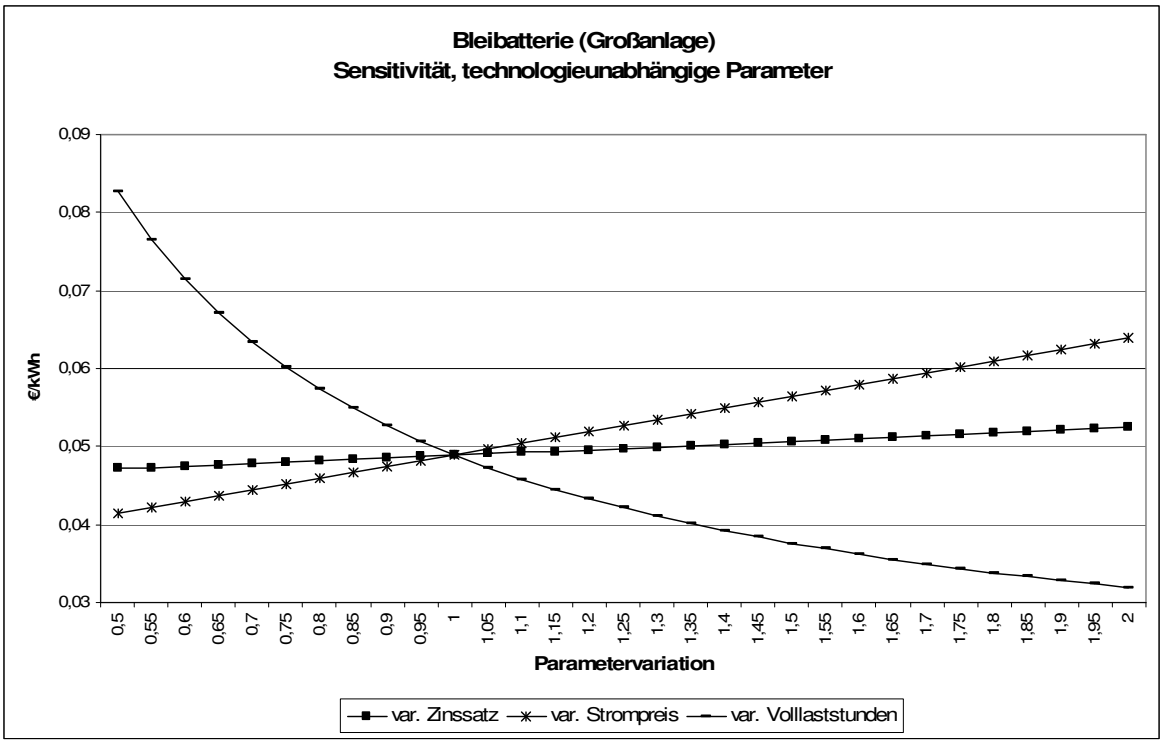

Abb. 5-22: Sensitivitätsanalyse von Bleibatterien (Großanlagen, schwach technologieabhängige Parameter)

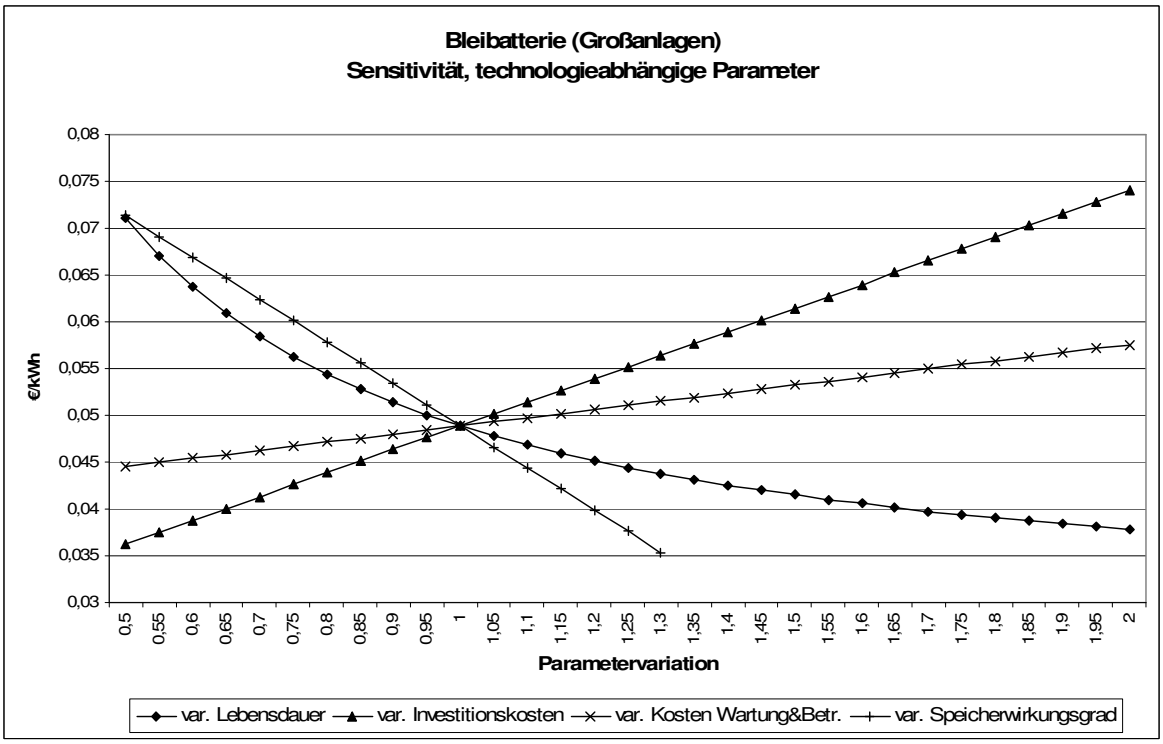

Abb. 5-23: Sensitivitätsanalyse von Bleibatterien (Großanlagen, stark technologieabhängige Parameter)

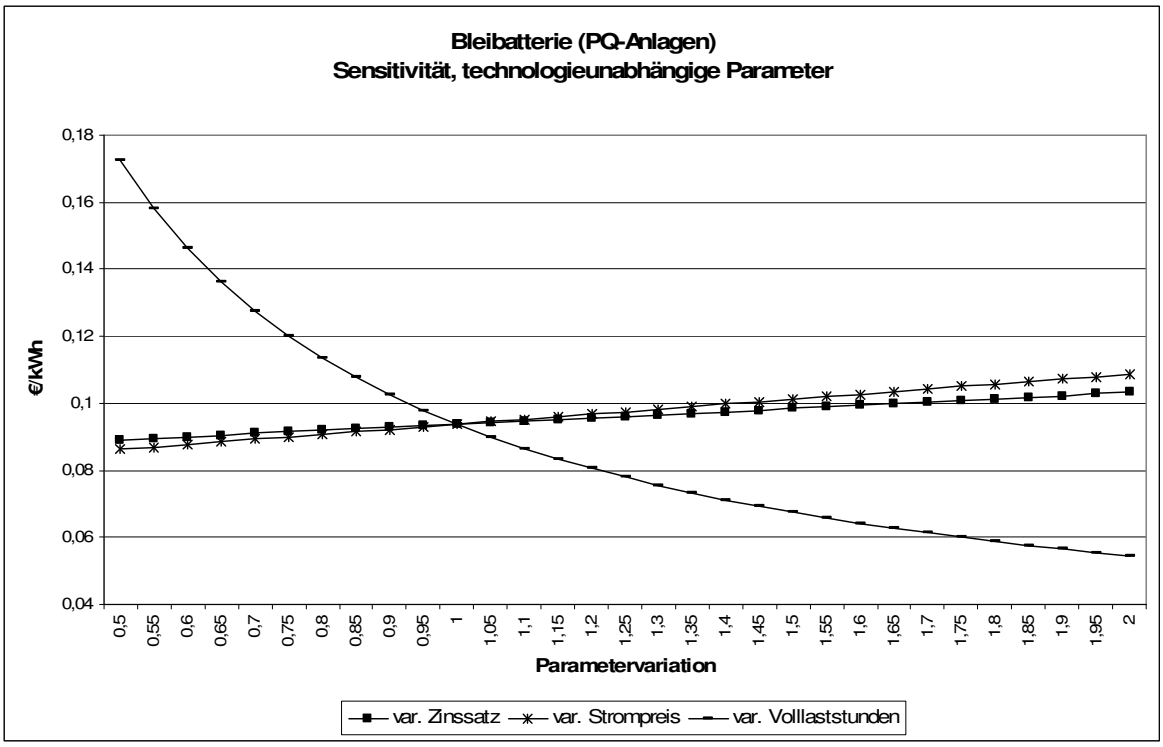

Abb. 5-24: Sensitivitätsanalyse von Bleibatterien (PQ-Anlagen, schwach technologieabhängige Parameter)

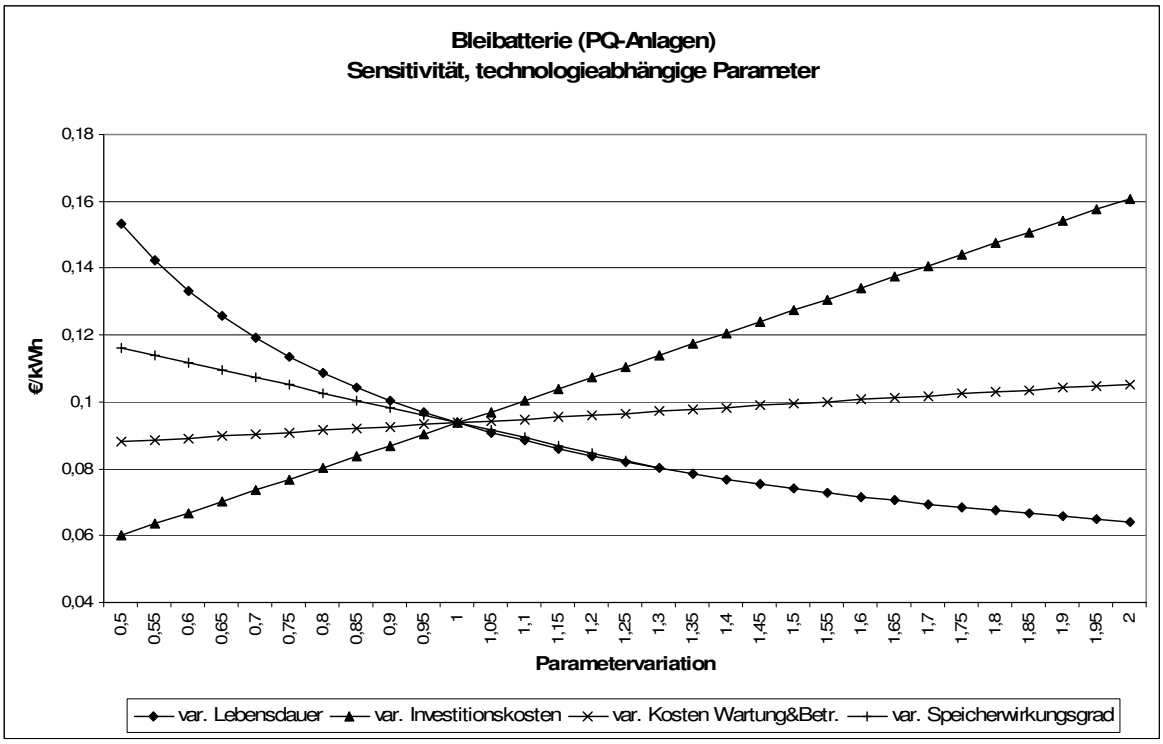

Abb. 5-25: Sensitivitätsanalyse von Bleibatterien (PQ-Anlagen, stark technologieabhängige Parameter)

Um abschätzen zu können, wie sich die produzierte Menge auf die Investitionskosten auswirkt, wurden wiederum Lernkurven erstellt. Diese sind in den Abb. 5-26 bis Abb. 5-29 wiedergegeben.

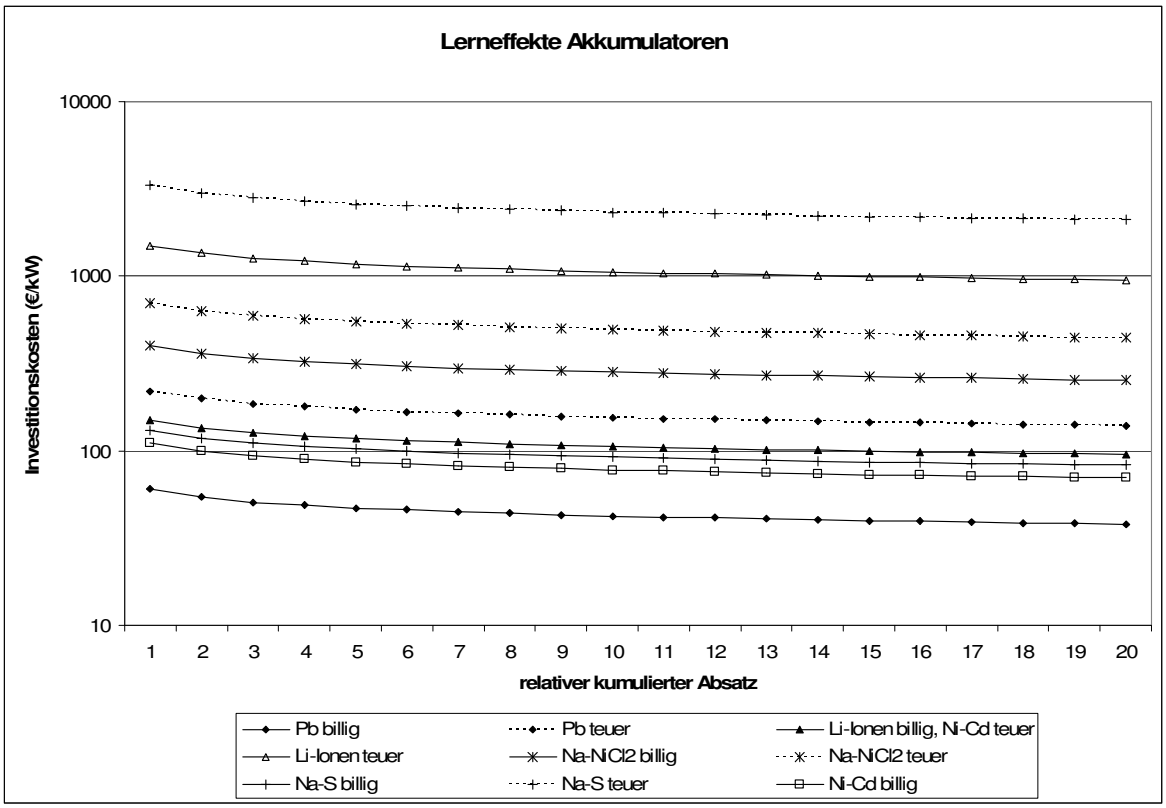

Abb. 5-26: Kostenreduktionspotential durch Lerneffekte bei Akkumulatoren

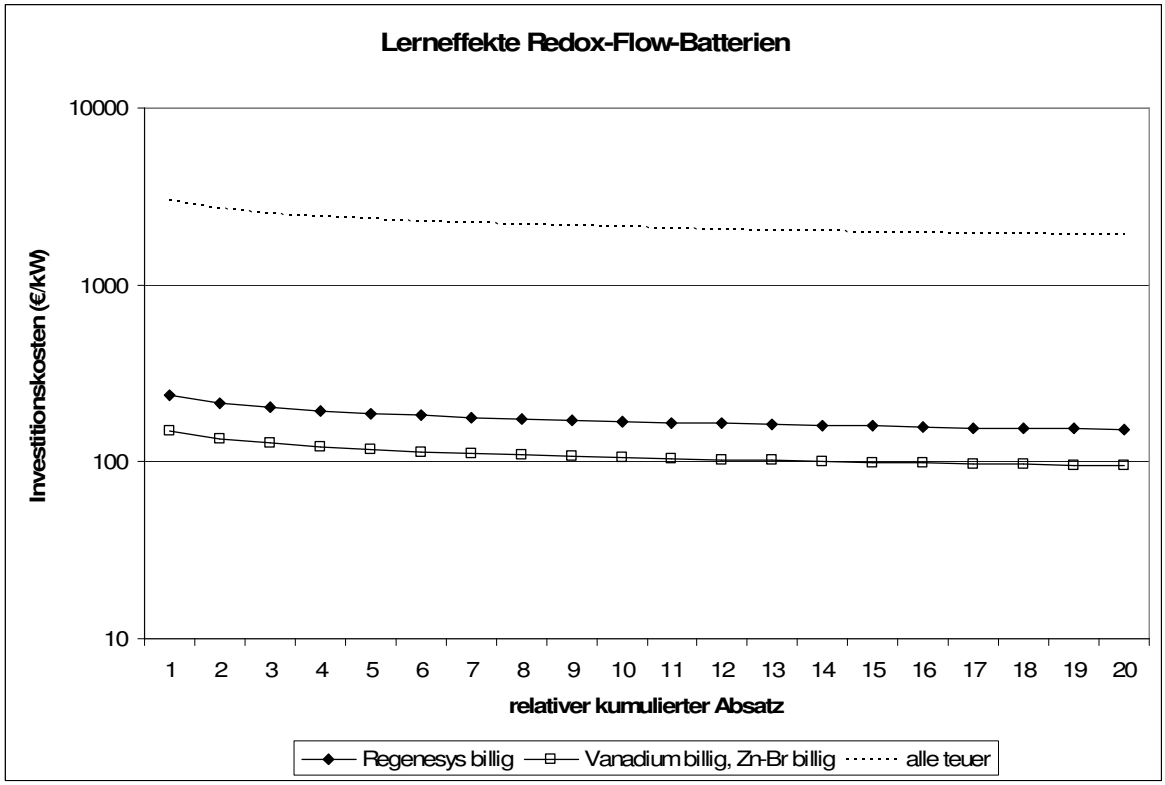

Abb. 5-27: Kostenreduktionspotential durch Lerneffekte bei Redox-Flow-Batterien

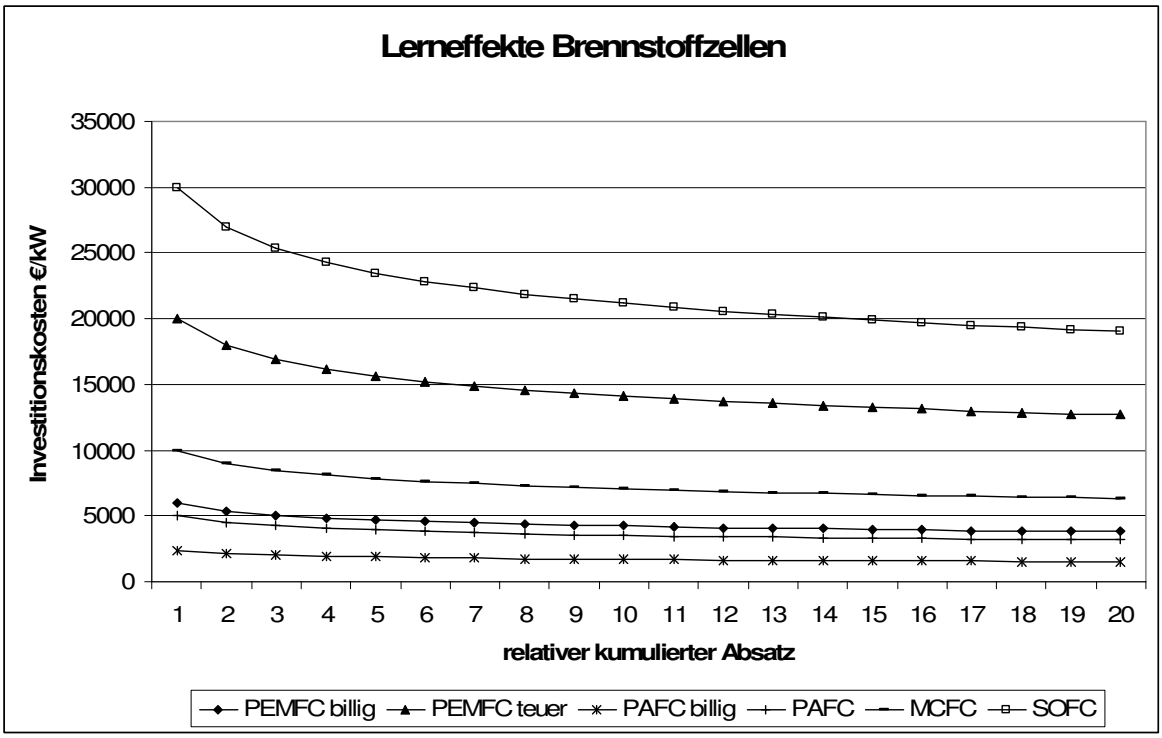

Abb. 5-28: Kostenreduktionspotential durch Lerneffekte bei Brennstoffzellen

Aus Gründen der Deutlichkeit sind die Lernkurven für die PAFC-Brennstoffzelle in der Abb. 5-29 nochmals größer dargestellt. Eine Verzwanzigfachung des Absatzes führt demnach zu einer Kostenreduktion um etwa 30%.

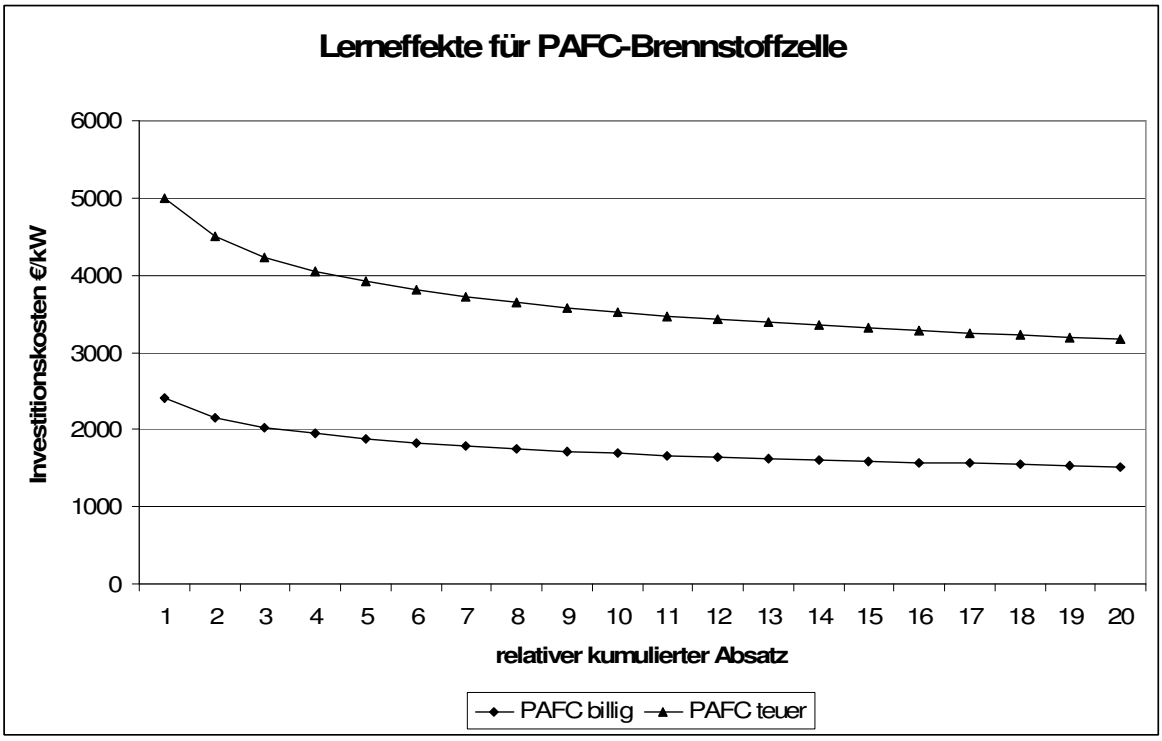

Abb. 5-29: Kostenreduktionspotential durch Lerneffekte bei der PAFC-Brennstoffzelle

5.3.1.2. Ökologischer und energetischer Vergleich

Hauptproblem aller Batteriesysteme sind die enthaltenen Chemikalien. Eine Übersicht über die Problemstoffe und die möglichen Auswirkungen zeigen Tab. 5-4 und Tab. 5-5.

Tab. 5-4: Problematische Inhaltsstoffe von Akkumulatoren

	Pb-Säure	Ni-Cd	Ni-MH	Li-Ionen	Na-S	Na-$NiCl_2$
problematisch wegen	Pb, H_2SO_4	Cd, $Ni(OH)_2$, KOH	$Ni(OH)_2$, KOH	Lithium, Elektrolyt	Na, S	Na, Ni, $NaAlCl_4$
recyclingfähig	sehr gut	sehr gut	mangel-haft	gut (?)	k. A.	k. A.
mögliche schädliche Auswirkungen	Vergiftun-gen, Verät-zungen	schwere Er-krankungen, Verätzungen, schädlich für Wasser-organismen		schwere Erkran-kungen, Vergif-tungen	schwere Erkran-kungen, Vergif-tungen, Versaue-rungen des Bodens (SO_2, H_2SO_3)	schwere Erkran-kungen, Vergif-tungen, Verät-zungen, pflanzen schädi-gend

Tab. 5-5: Problematische Inhaltsstoffe von Redox-Flow-Batterien

	Vanadium	Zink-Brom	Regenesys™
problematisch wegen	V, H_2SO_4	Br_2	Br_2, Na_2S_2
recyclingfähig	sehr gut	k. A.	k. A.
mögliche schädliche Auswirkungen	Vergiftungen, Ver-ätzungen, Verän-derung der DNA	schwere gesundheitl. Schäden, Veränderun-gen der DNA	schwere gesundheitl. Schäden, Verätzungen, Tod, tw. noch unerforscht

Im Folgenden werden eine Bleibatterie- und eine Vanadium-Redox-Speicheranlage hinsichtlich ihrer Energierückzahlzeit und Treibhausgasemissionen verglichen. Ähnlichkeiten mit existierenden Anlagen dienen ausschließlich dazu, um einen Bezug zur Realität herzustellen und zu zeigen, in welchen Bereichen sich die jeweiligen Werte bewegen. Es wird aber ausdrücklich darauf hingewiesen, dass hier keine Anlaysen bestehender Anlagen ausgeführt werden sollen.

Die Energierückzahlzeit ergibt sich aus dem Zusammenhang (vgl. 4.1.3.5):

$$T_{am} = \frac{E_{Err} \cdot W_{Sp}}{W_J}$$

mit der für Errichtung und Abbau notwendigen Energie E_{Err}, der Speicherkapazität W_{Sp} sowie der jährlichen gespeicherten Energie W_J. Diese ist das Produkt aus jährlicher Volllaststundenzahl T_V und Anlagenleistung P_{el} (vgl. 4.1.3.5 bzw. [Mosonyi et al., 2003]):

$$W_J = P_{el} \cdot T_V$$

- **Bleibatterie-Speicheranlage**

Für die (fiktive) Bleibatterie-Speicheranlage mögen die Daten aus Tab. 5-6 gelten.

Tab. 5-6: Ausgewählte Daten der fiktiven Bleibatterie-Speicheranlage

Anlagenleistung	8,5 MW
Anlagenkapazität	4,6 MWh

Für Errichtung und Abbau sind in Summe 2437 GJ_{therm}/MWh_{el} Kapazität notwendig, dabei werden Emissionen von 287,9 t CO_2-Äquivalent/MWh_{el} Kapazität verursacht. Für Betrieb und Instandhaltung sind pro erzeugter GWh_{el} 207,4 GJ_{therm} notwendig, dabei entstehen Emissionen von 14,7 t/GWh_{el} (vgl. 4.2.1.2).

Bei einer angenommenen jährlichen Volllaststundenzahl von 1000 h/a ergibt sich die über das Jahr gespeicherte Energie zu

$$W_J = 8{,}5\,MW \cdot 1000\,h/a = 8{,}5\,GWh$$

damit ergibt sich die Energierückzahlzeit

$$T_{RZ} = \frac{2437\ GJ/MWh \cdot 4{,}6\ MWh}{8{,}5\ GWh/a \cdot 3600\ s/h} = 0{,}37\,a \mathrel{\hat{=}} 132\,d\,.$$

Die während der Lebenszeit der Anlage entstandenen Emissionen berechnen sich zu

$$287{,}9\frac{t}{MWh}\cdot 4{,}6\,MWh + 14{,}7\frac{t}{GWh}\cdot 8{,}5\,MW\cdot 1000\frac{h}{a}\cdot 10\,a \approx 2574\,t\ CO_2\text{-Äquivalent.}$$

Je erzeugter GWh betragen dann die Emissionen

$$\frac{2574\,t}{8{,}5\ MW\cdot 1000\ h/a\cdot 10\,a} = 30{,}3\frac{t}{GWh}\,.$$

- **Vanadium-Redox-Speicheranlage**

Als Vergleichsobjekt dient eine Vanadium-Redox-Anlage, die zur Spitzenlastabdeckung täglich während 1 Std. 1,5 MW liefert (Tab. 5-7). Es sollen wieder energetische Amortisationszeit, Erntefaktor und Treibhausgasemissionen abgeschätzt werden.

Tab. 5-7: Ausgewählte Daten der fiktiven Vanadium-Redox-Speicheranlage

Leistung	1,5 MW
Anlagenkapazität	1,5 MWh
Volllaststundenzahl	360 h/a

Für Errichtung und Abbau sind in Summe 2186 GJ_{therm}/MWh_{el} Kapazität notwendig, dabei werden Emissionen von 255,7 t CO_2-Äquivalent/MWh_{el} Kapazität verursacht. Bei der Verwendung einer sekundären Vanadiumquelle reduzieren sich diese Werte auf 1370 GJ_{therm}/MWh_{el} bzw. 194,1 t CO_2-Äquivalent/MWh_{el} Kapazität Für Betrieb und Instandhaltung sind pro erzeugter GWh_{el} 92,3 GJ_{therm} notwendig, dabei entstehen Emissionen von 6,5 t/GWh_{el} (vgl. 4.2.2.3).

Diese Anlage liefert also während eines Jahres die Energie

$$W_J = 1{,}5\,MW \cdot 360\,h/a = 540\ MWh/a$$

damit ergibt sich die Energierückzahlzeit

$$T_{RZ} = \frac{2186\ GJ/MWh \cdot 1{,}5\ MWh}{540\ MWh/a \cdot 3600\ s/h} = 1{,}7\,a\,.$$

Die während der Lebenszeit der Anlage entstandenen Emissionen berechnen sich zu

$$2186\frac{t}{MWh}\cdot 1{,}5\,MWh + 6{,}5\frac{t}{GWh}\cdot 1{,}5\,MW\cdot 360\frac{h}{a}\cdot 10\,a \approx 3314\,t\ CO_2\text{-Äquivalent},$$

je erzeugter MWh betragen dann die Emissionen

$$\frac{3314\,t}{1{,}5\,MW\cdot 360\,h/a\cdot 10\,a} = 0{,}614\frac{t}{MWh}.$$

Wird eine sekundäre Vanadiumquelle verwendet, dann reduziert sich die Energierückzahlzeit auf

$$T_{RZ} = \frac{1370\,GJ/MWh\cdot 1{,}5\,MWh}{540\,MWh/a\cdot 3600\,s/h} = 1{,}07\,a$$

Die Emissionen während der Anlagenlebenszeit betragen dann

$$1370\frac{t}{MWh}\cdot 1{,}5\,MWh + 6{,}5\frac{t}{GWh}\cdot 1{,}5\,MW\cdot 360\frac{h}{a}\cdot 10\,a \approx 2090\,t\ CO_2\text{-Äquivalent},$$

bzw. je erzeugter MWh

$$\frac{2090\,t}{1{,}5\,MW\cdot 360\,h/a\cdot 10\,a} = 0{,}387\frac{t}{MWh}.$$

Durch die sekundäre Vanadiumquelle können also in diesem Beispiel die Emissionen um rund 37 % verringert werden.

- **Ergebnisse**

In Abb. 5-30 und Abb. 5-31 sind diese Ergebnisse einander gegenübergestellt. Mangels vergleichbarer Untersuchungen, aus denen energetische und ökologische Kennwerte abgeleitet werden könnten, wird für die hier erhaltenen Ergebnisse wieder ein Schwankungsbereich von ±20 % angenommen. Auf diese Weise können unterschiedliche Verfahren und Effizienzen während Errichtung, Betrieb und Abbau der Anlage in der Berechnung berücksichtigt werden.

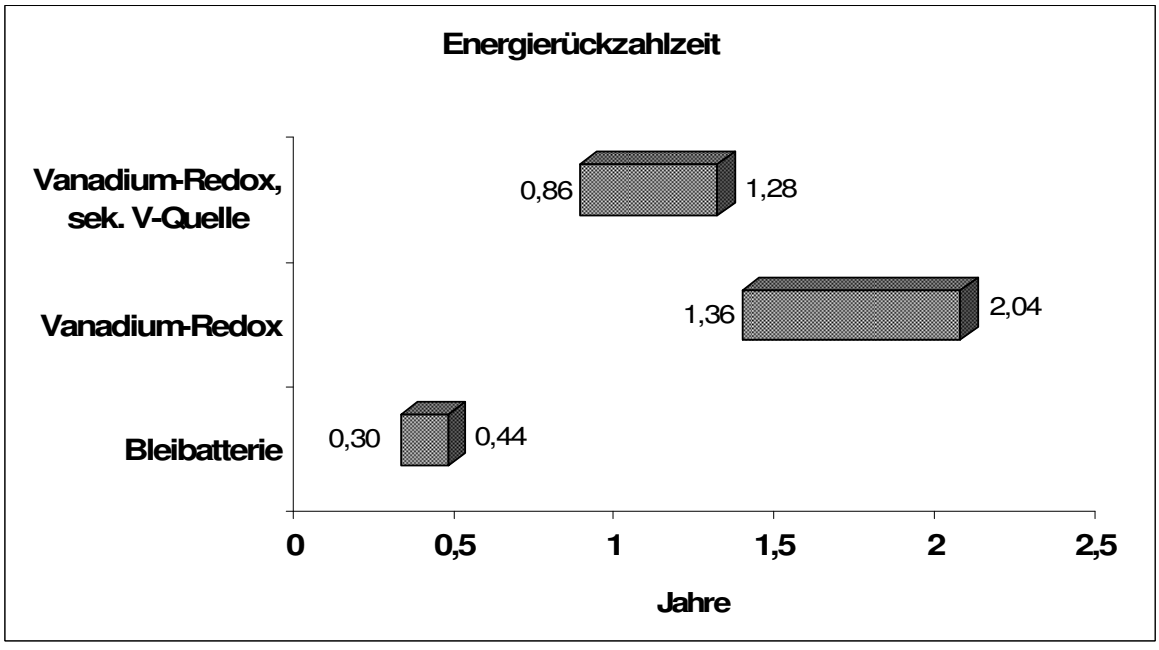

Abb. 5-30: Energierückzahlzeit von Bleibatterie- und Vanadium-Redox-Speicheranlagen

Die kürzeste Energierückzahlzeit hat demnach die Bleibatterie-Anlage mit Werten zwischen rund 0,3 und 0,45. Auch bezüglich der Emissionen je erzeugter MWh schneidet die Bleibatterie-Anlage am besten ab, ihre Emissionen betragen etwa ein Dreizehntel bzw. ein Zwanzigstel derer der Vanadium-Redox-Anlage.

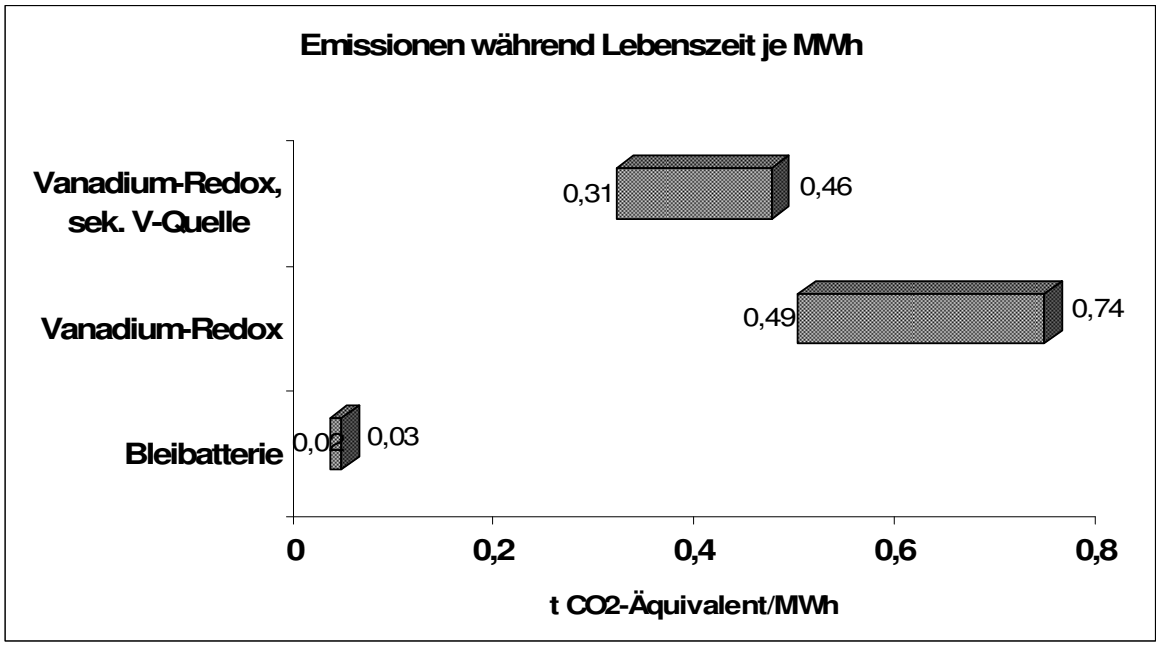

Abb. 5-31: Treibhausgasemissionen je erzeugter MWh während der Lebenszeit von Bleibatterie- und Vanadium-Redox-Speicheranlagen

5.3.2. Speicher mit längerer Reaktionszeit

Als längerfristige Speichermöglichkeiten kommen vor allem Pumpspeicherkraftwerke und CAES-Anlagen in Frage. Vorteil dieser Technologien ist, dass sie auch über mehrere Stunden große Leistungen zur Verfügung stellen können, allerdings brauchen diese Kraftwerke aufgrund der rotierenden Teile (Turbinen, Generatoren) typischerweise einige wenige Minuten, bis sie die geforderte Leistung ins Netz einspeisen können.

5.3.2.1. Ökonomischer Vergleich

Abb. 5-32 zeigt eine Gegenüberstellung der energiebezogenen Investitionskosten von längerfristigen Speichertechnologien, umgerechnet auf Annuitäten. Dabei wurde für Pumpspeicher eine Lebensdauer von 100 Jahren angenommen, für CAES-Anlagen 40 Jahre. Die große Bandbreite, in der sich die Investitionskosten von CAES-Anlagen bewegen, ist deutlich erkennbar.

- **Stromspeicherkosten**

Bei den Stromspeicherkosten der CAES-Kraftwerke wurde ein Gaspreis von 2,35 Eurocent/kWh angenommen, das entspricht dem Durchschnittstarif für industrielle Abnehmer in der EU. Die Stromspeicherkosten sind in der folgenden Abb. 5-33 dargestellt. Die Begrenzung mit 1500 Volllaststunden für CAES-Anlagen erscheint deswegen sinnvoll, da zum Befüllen der Speicher die vierfache Entladezeit notwendig ist und daher eine wesentlich höhere Betriebsdauer nicht erreicht werden kann (vgl. Abschnitt 4.1.2.5).

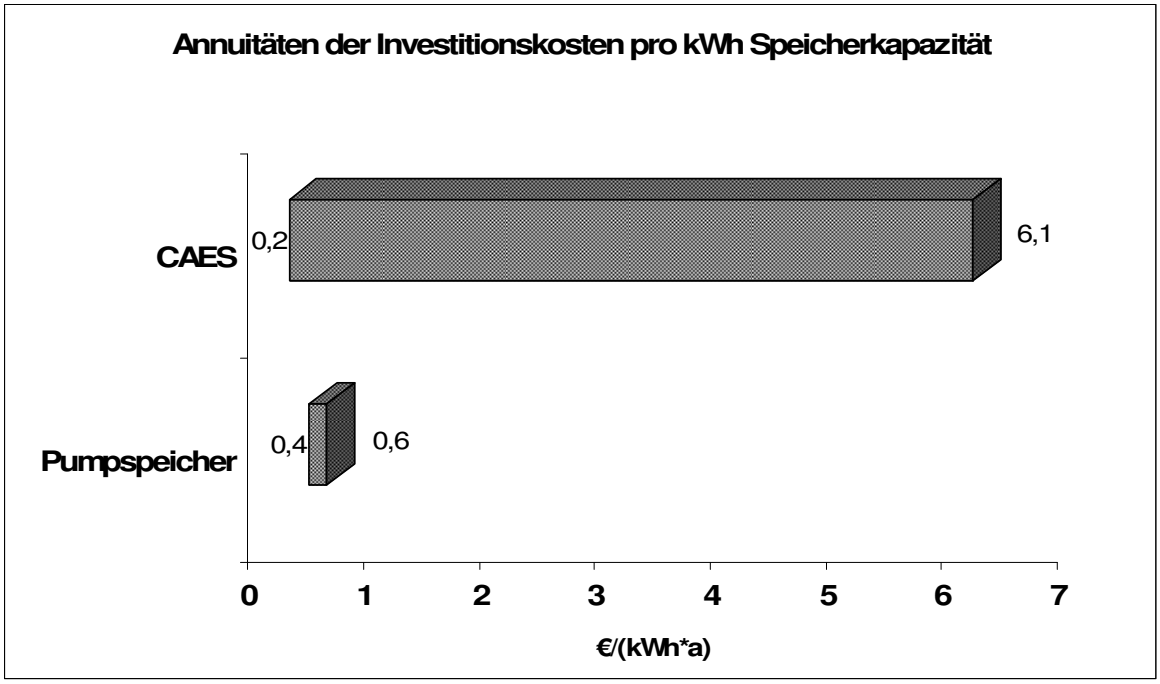

Abb. 5-32: Vergleich der Annuitäten der Investitionskosten je kWh Speicherkapazität von Langzeitspeichern

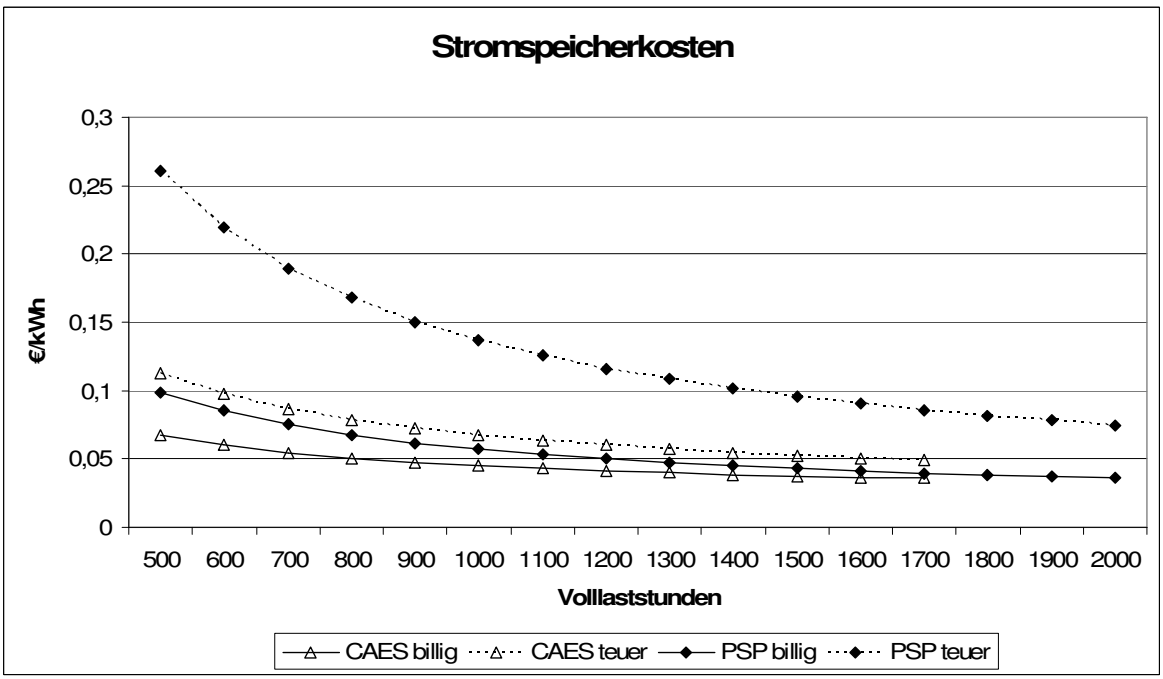

Abb. 5-33: Stromspeicherkosten von Pumpspeicher- und CAES-Anlagen bei einer Lebensdauer von 100 Jahren (Pumpspeicher) bzw. 40 Jahren (CAES)

Pumpspeicherkraftwerke sind speziell im unteren Volllaststundenbereich deutlich teurer als CAES-Anlagen, mit steigender Volllaststundenzahl wird der Kostenunterschied kleiner (Abb. 5-33). Grund ist vor allem der Brennstoffbedarf des Luftspeicherkraftwerkes. Allerdings ist die jährliche Betriebsdauer der CAES-Anlagen aufgrund des Verhältnisses von Lade- zu Entladezeit (siehe 4.1.2.5) relativ eng begrenzt. Pumpspeicheranlagen können dagegen, entsprechender Zufluss vorausgesetzt, auch für längere Zeit Leistung ins Netz abgeben. Ein weiterer, nicht unerheblicher Faktor bei CAES-Anlagen ist der Gaspreis, dessen zukünftige Entwicklung nicht bzw. nur sehr schwer eingeschätzt werden kann.

- **Sensitivitätsanalysen**

Um den Einfluss von Änderungen des Gaspreises und anderer Parameter auf die Stromerzeugungskosten abschätzen zu können, wurden wiederum Sensitivitätsanalysen durchgeführt (Abb. 5-34 bis Abb. 5-39). Dabei wurde für das Pumpspeicherkraftwerk eine relativ „billige“ Anlage mit Investitionskosten von 900 €/kWh und einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 77% angenommen. Die Volllaststunden seien 750 h/a, die Lebensdauer 100 Jahre. Die CAES-Anlagen basieren auf den Daten aus [Schoenung et al., 2003].

Pumpspeicherkraftwerke sind wegen ihrer langen Lebensdauer relativ sensitiv bezüglich des Zinssatzes, aufgrund der relativ wenigen Volllaststunden wirkt sich auch die Volllaststundenzahl stärker auf die Stromspeicherkosten aus. Praktisch keine Folgen für die Stromspeicherkosten haben Änderungen der Ausgaben für Betrieb und Wartung sowie eine Verlängerung der Lebenszeit.

Den größten Einfluss auf die Stromspeicherkosten von CAES-Anlagen hat der Preis der Primärenergie (Gas). Dieser dürfte zugleich auch der größte Unsicherheitsfaktor bezüglich der Stromspeicherkosten sein. Steigt der Gaspreis ceteris paribus um mehr als 40 % an, dann überschreiten die Stromspeicherkosten der dezentralen CAES-Anlage jene des Pumpspeicherkraftwerkes. Bei einer CAES-Großanlage hingegen ist für den gleichen Effekt ein Gaspreisanstieg um etwa 90 % notwendig. Daneben spielen auch die Investitionskosten, die Anzahl der Volllaststunden sowie die Ladeenergiekennzahl eine wesentliche Rolle. Dabei ist aber zu bedenken, dass eine „Verbesserung“ der Ladeenergiekennzahl bzw. der Brennstoffkennzahl eine „Verschlechterung“ der jeweils anderen Größe nach sich zieht, wenn nicht gleichzeitig grundlegende Änderungen an der Technologie durchgeführt werden (etwa Verzicht auf die Erwärmung der Druckluft mit Gas). Relativ unsensibel sind besonders CAES-Großanlagen gegenüber einer Verlängerung der Lebensdauer, auch eine verdoppelte Lebensdauer hat kaum Auswirkungen auf die Kosten. Praktisch keinen Einfluss auf die Stromspeicherkosten haben Änderungen der Ausgaben für Wartung und Betrieb.

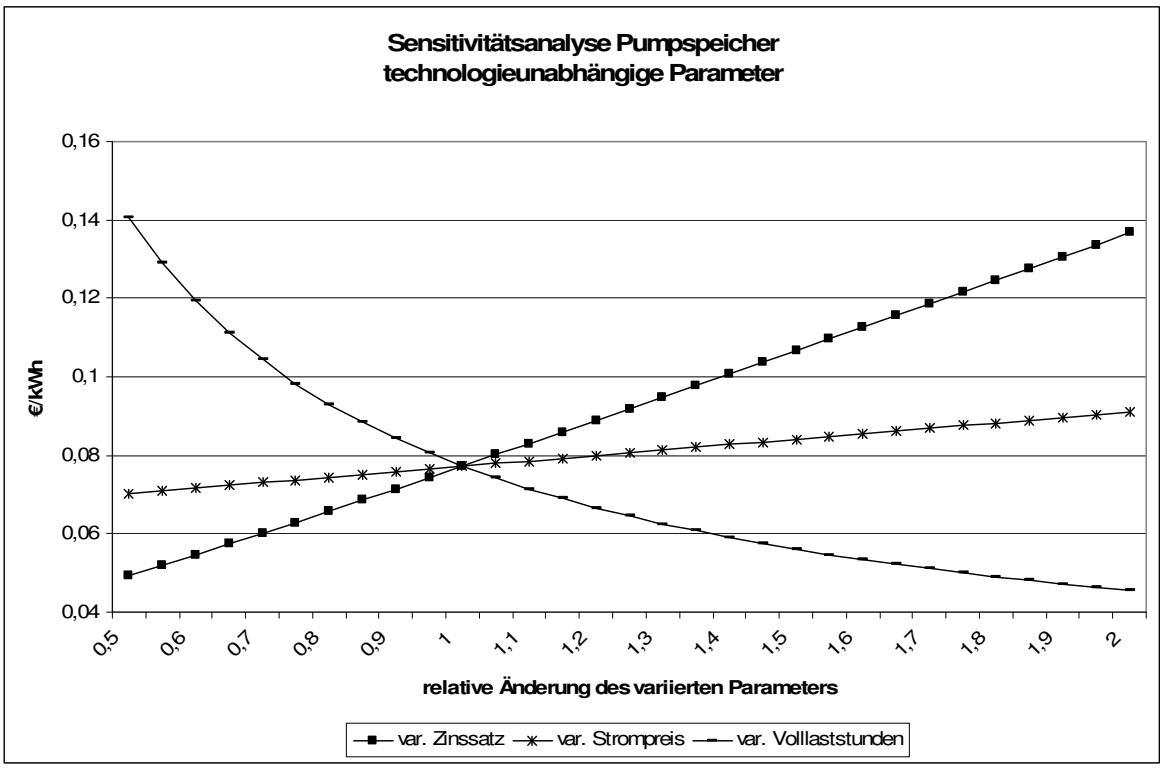

Abb. 5-34: Sensitivitätsanalyse für ein Pumpspeicherkraftwerk, schwach technologieabhängige Parameter

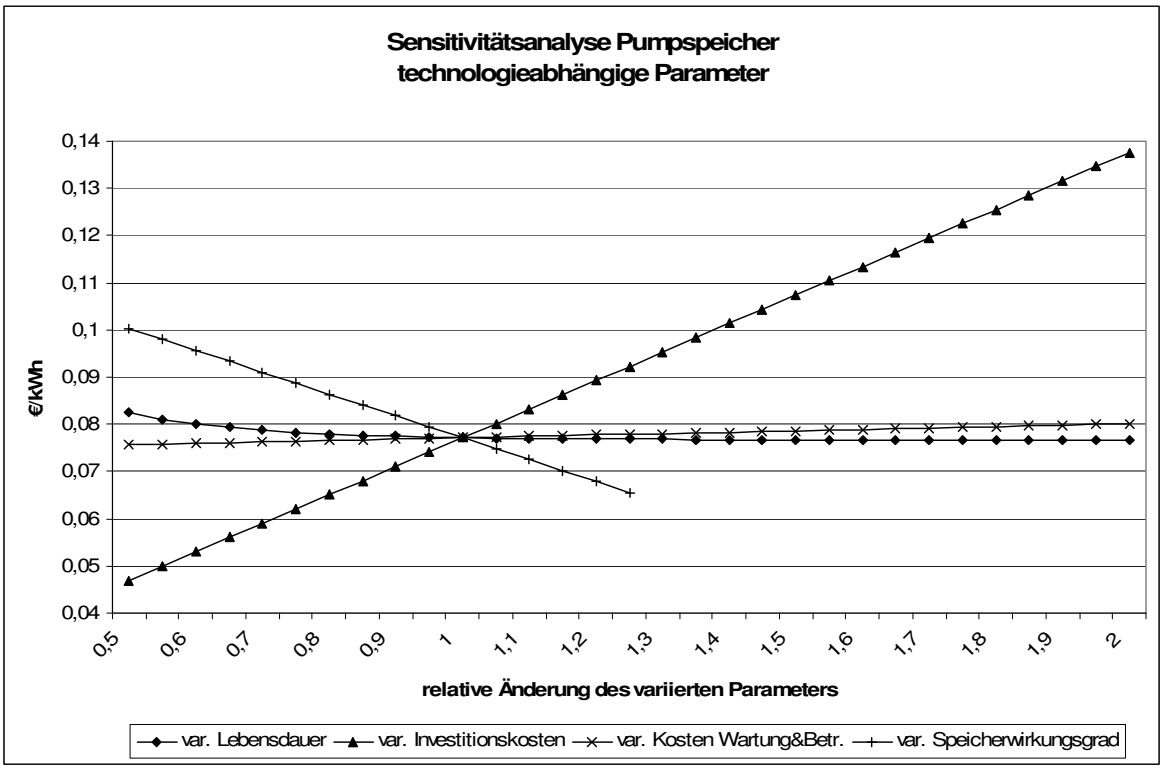

Abb. 5-35: Sensitivitätsanalyse für ein Pumpspeicherkraftwerk, stark technologieabhängige Parameter

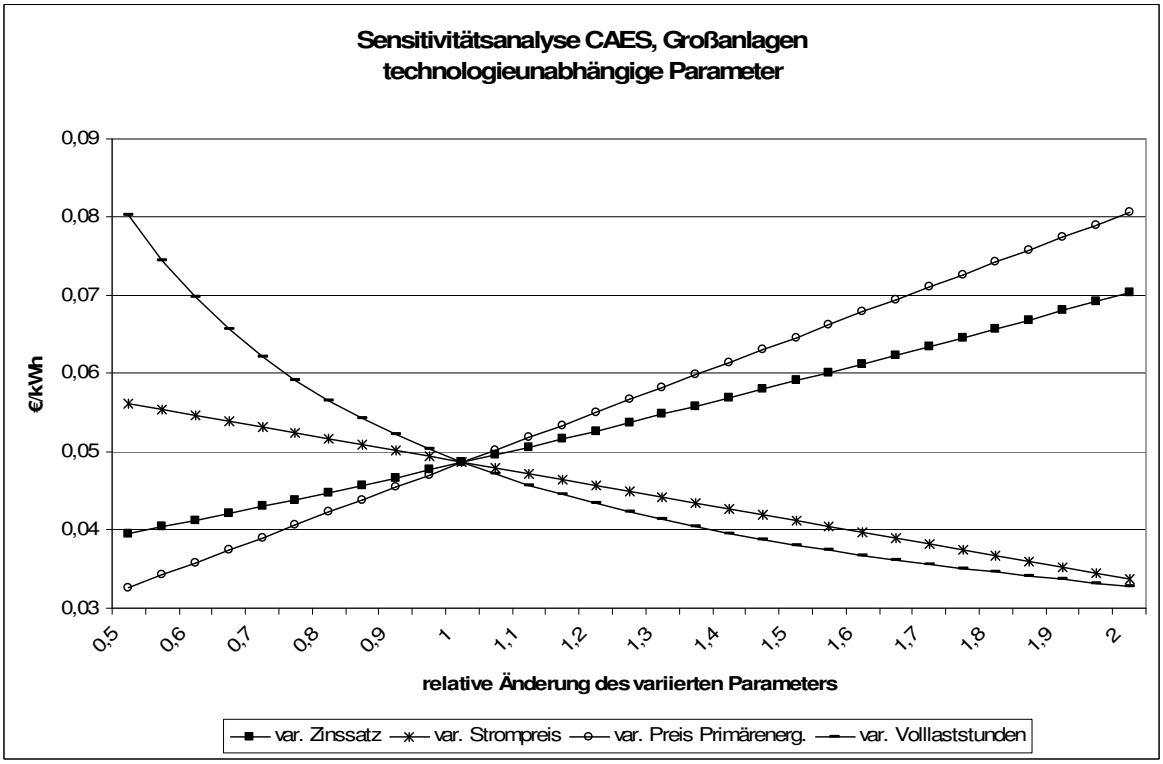

Abb. 5-36: Sensitivitätsanalyse für eine CAES-Großanlage, schwach technologieabhängige Parameter

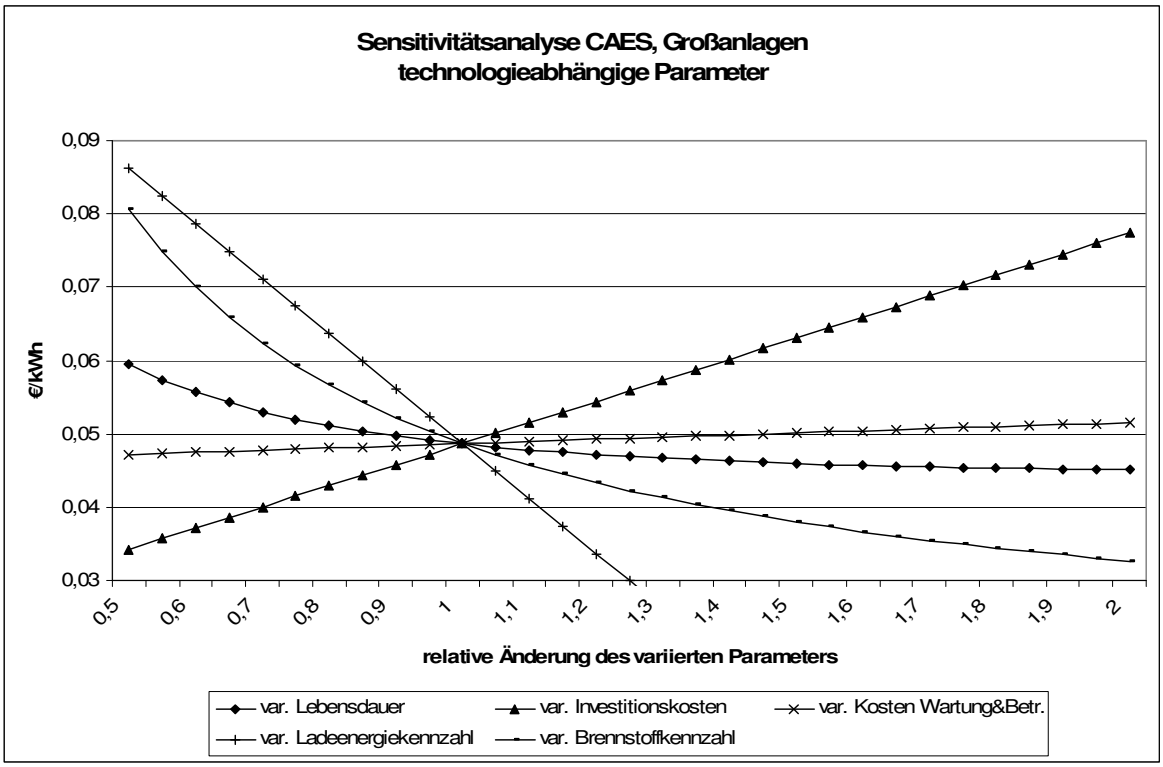

Abb. 5-37: Sensitivitätsanalyse für eine CAES-Großanlage, stark technologieabhängige Parameter

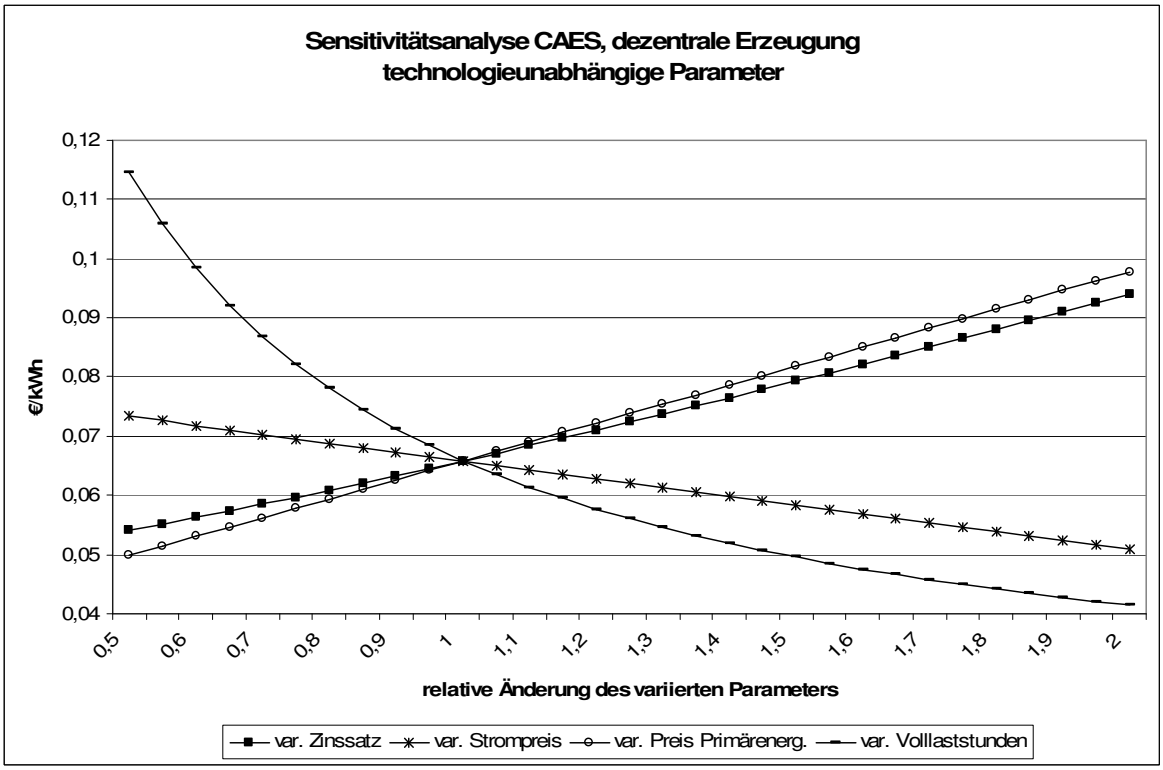

Abb. 5-38: Sensitivitätsanalyse für eine CAES-Anlage zur dezentralen Erzeugung, schwach technologieabhängige Parameter

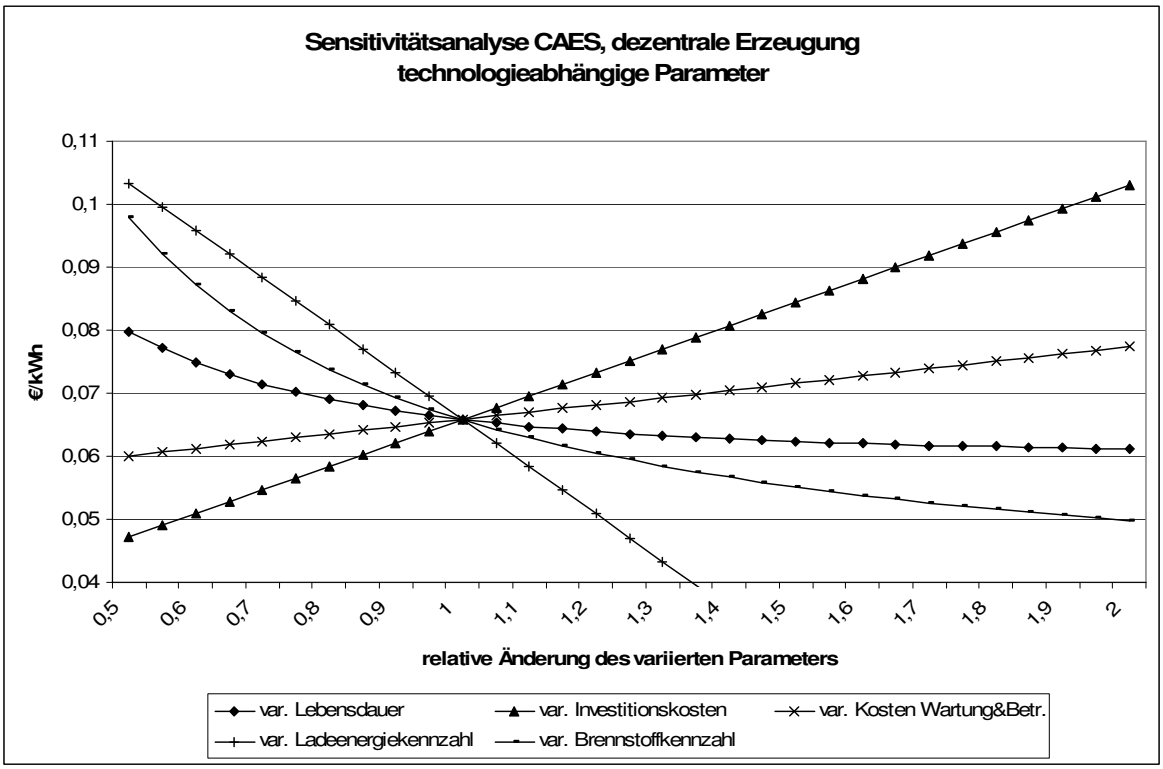

Abb. 5-39: Sensitivitätsanalyse für eine CAES-Anlage zur dezentralen Erzeugung, stark technologieabhängige Parameter

- **Lerneffekte**

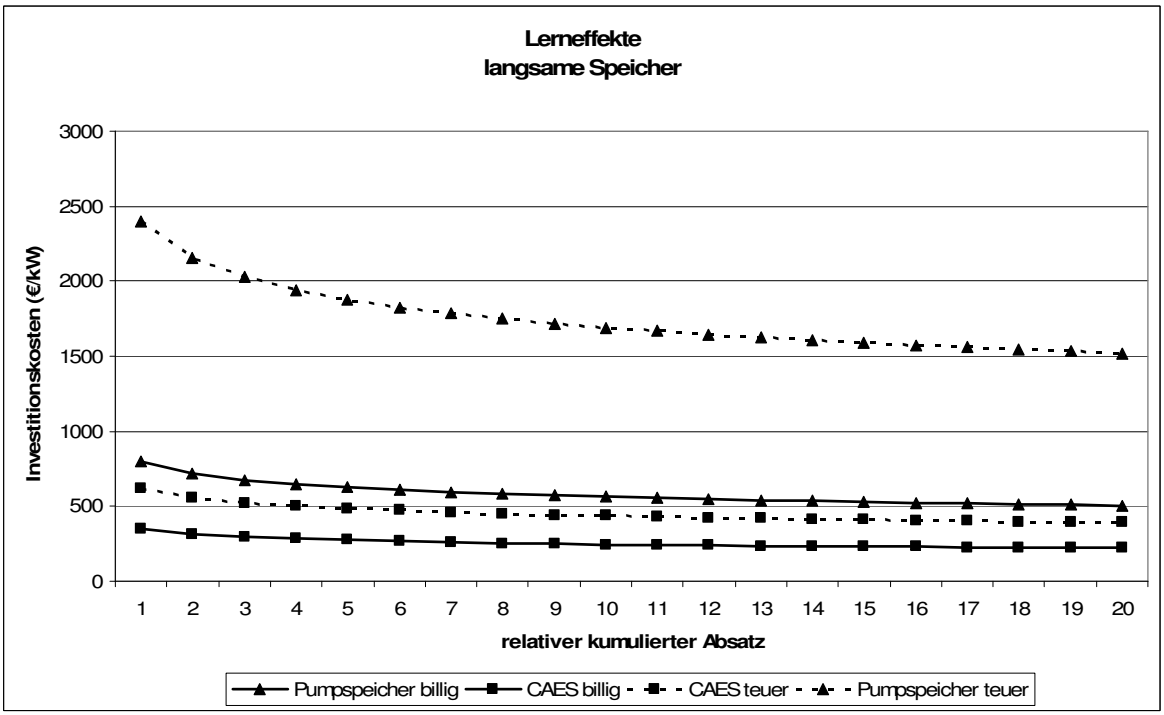

Abb. 5-40: Kostensenkungspotential durch Lerneffekte bei CAES- und Pumpspeicheranlagen

Mit Hilfe der Lernkurve kann wiederum abgeschätzt werden, wie sich die Investitionskosten abhängig von der Anzahl der errichteten Anlagen entwickeln. Bei Pumpspeicher-

anlagen ist aufgrund der Vielzahl der ausgeführten Anlagen und des technischen Reifegrades mit keiner wesentlichen Kostenreduktion zu rechnen, anders erscheint jedoch die Situation bei den CAES-Anlagen. Hier existieren bis dato erst zwei Anlagen mit einer gesamten installierten Leistung von 400 MW, weitere Anlagen sind aber in Bau bzw. Planung (vgl. Abschnitt 4.1.2.5). Mit gewissen Kostensenkungen kann hier also gerechnet werden. Die Lernkurve ist in der Abb. 5-40 dargestellt.

5.3.2.2. Ökologischer und energetischer Vergleich

Hier ist vor allem erwähnenswert, dass sowohl Luftspeicher- als auch Pumpspeicherkraftwerke Emissionen verursachen. Während bei CAES-Anlagen die Emissionen von der verwendeten Gasturbine herrühren und durch geeignete Wahl der Kraftwerkstechnologie vermindert werden können, in jedem Fall aber in Abhängigkeit von der Betriebsdauer des Kraftwerkes exakt berechnet werden können, ist eine genauere Abschätzung der Emissionen von Pumpspeicheranlagen a priori praktisch nicht möglich. Die Gründe dafür sind in Kap. 4.1.3 erläutert.

Ein weiterer entscheidender Faktor bei Pumpspeicherwerken ist die Notwendigkeit zweier Speicherseen, durch deren Errichtung die Landschaft entscheidend und im allgemeinen irreversibel beeinflusst wird. Bei einer allfälligen Stilllegung eines Pumpspeicherkraftwerkes stellt sich daher die Frage, wie weit der ursprüngliche Zustand wieder hergestellt werden kann. Aus diesem Grund erscheint es sinnvoller, veraltete Pumpspeicheranlagen zu modernisieren und in Betrieb zu belassen. CAES-Kraftwerke können dagegen am Ende ihrer wirtschaftlichen Lebenszeit abgerissen werden, ohne bleibende Spuren im Landschaftsbild zu hinterlassen.

Um eine Übersicht über die Größenordnungen von energetischer Amortisationszeit, Erntefaktor und Treibhausgasemissionen bei diesen Speichertechnologien zu erhalten, werden je ein Pumpspeicherkraftwerk und Druckluftspeicherkraftwerk untersucht und die Ergebnisse mit einem kalorischen Kraftwerk sowie mit einem GUD-Kraftwerk verglichen. Auch diese Abschätzung dient ausdrücklich nicht dazu, konkrete Anlagen zu analysieren.

- **Pumpspeicherkraftwerk**

Gemäß Kap. 4.1.3.5 sind für Errichtung und Abbau eines Pumpspeicherkraftwerks 149,6 GJ_{therm}/MWh_{el} Kapazität notwendig, dabei werden Emissionen von 15,7 t CO_2-Äquivalent/MWh_{el} verursacht. Lässt man den Anlagenabbau außer Acht, reduzieren sich diese Werte auf 131,7 GJ_{therm}/MWh_{el} bzw. 14,4 t CO_2-Äquivalent/MWh_{el} Kapazität. Für Betrieb und Instandhaltung sind pro erzeugter GWh_{el} 25,8 GJ_{therm} notwendig, dabei entstehen Emissionen von 1,8 t/GWh_{el}.

Die für das Pumpspeicherkraftwerk relevanten Daten enthält Tab. 5-8, die Berechnung erfolgt ohne Berücksichtigung der Anteile für den Abbau der Anlage.

Tab. 5-8: Ausgewählte Daten des Pumpspeicherkraftwerks

Engpassleistung	48 MW
Regelarbeitsvermögen ohne Pumpbetrieb	34 GWh
Nutzbarer Beckeninhalt	51 Mio m^3
Gesamter Beckeninhalt	73 Mio m^3
mittleres Nettogefälle	49 m

Der nutzbare Energieinhalt errechnet sich gemäß Abschnitt 4.1.3.5 zu

$$W_{nutz} = 8 \cdot 51 \cdot 10^6 \cdot 49 \approx 20000\ GJ \triangleq 5{,}6\ GWh$$

damit ergibt sich die Energierückzahlzeit (vgl. 4.1.3.5)

$$T_{RZ} = \frac{131{,}7\ GJ/MWh \cdot 5600\ MWh}{34\ GWh/a \cdot 3600\ s/h} = 6\ a\ .$$

Unter der Annahme von 2500 jährlichen Volllaststunden reduziert sich die Rückzahlzeit auf rund 1,7 Jahre und liegt damit innerhalb des in [Mosonyi et al., 2003] angegebenen Bereichs.

Berücksichtigt man auch die zum Abriss notwendige Energie, dann verlängert sich die Energierückzahlzeit auf 6,8 Jahre bzw. 1,9 Jahre.

Die während Bau und Betrieb des Kraftwerks anfallenden CO_2-Äquivalent-Emissionen belaufen sich auf

$$14{,}4 t/MWh \cdot 5600\,MWh + 1{,}8 t/GWh \cdot 34\,GWh/a \cdot 100\,a = 86760\,t\ ,$$

berücksichtigt man auch den Abriss der Anlage, erhöhen sich die Emissionen auf rund 94 000 t.

Bezogen auf die während der Lebenszeit erzeugte Energiemenge betragen dann die CO_2-Äquivalent-Emissionen

$$\frac{86760 t}{34 GWh/a \cdot 100\,a} = 25{,}5 t\ CO_2 Äquiv./GWh$$

bzw. mit Berücksichtigung des Anlagenabbaus ergeben sich 27,6 t CO_2-Äquivalent/GWh.

- **Druckluftspeicherkraftwerk**

Für Errichtung und Abbau eines CAES-Kraftwerks sind 265,8 GJ_{therm}/MWh_{el} Kapazität erforderlich, dabei werden Emissionen von 19,3 t CO_2-Äquivalent/MWh_{el} Kapazität verursacht. Für Betrieb und Instandhaltung sind pro erzeugter GWh_{el} 5083 GJ_{therm} notwendig, dabei entstehen Emissionen von 281 t/GWh_{el} (vgl. Kap. 4.1.2.7).

Die für die Berechnung relevanten Daten der Beispielanlage sind in Tab. 5-9 angegeben.

Tab. 5-9: Ausgewählte Daten der CAES-Anlage

Nennleistung	290 MW
Anlagenkapazität	870 MWh

Für die Volllaststundenzahl wurden 1500 h/a angenommen.

Damit ergibt sich die Energierückzahlzeit ohne Berücksichtigung des Aufwandes für die Kavernen zu

$$T_{RZ} = \frac{249{,}6\ GJ/MWh \cdot 870\ MWh}{290 MW \cdot 1500\ h/a \cdot 3600\ s/h} = 0{,}139\ a \approx 50 d\ .$$

Berücksichtigt man das Anlegen der Kavernen, dann erhöht sich die Energierückzahlzeit auf

$$T_{RZ} = \frac{265{,}8\ GJ/MWh \cdot 870\ MWh}{290 MW \cdot 1500\ h/a \cdot 3600\ s/h} = 0{,}148\ a \approx 53 d$$

Die während Bau, Betrieb und Abriss des Kraftwerks anfallenden CO_2-Äquivalent-Emissionen belaufen sich auf

$$18{,}1 t/MWh \cdot 870\,MWh + 281 t/GWh \cdot 435\,GWh/a \cdot 50\,a = 6{,}13\ Mio\ t\ .$$

Bezogen auf die während der Lebensdauer erzeugte elektrische Energiemenge betragen dann die Emissionen

$$\frac{6{,}13\,Mio\,t}{290\,MW\cdot 1500\,h/a\cdot 50\,a} = 282\,t\;CO_2\ddot{A}quiv./GWh$$

- **kalorisches Kraftwerk**

Das kalorische Vergleichskraftwerk habe die Daten aus Tab. 5-10.

Tab. 5-10: Ausgewählte Daten eines kalorischen Kraftwerks

elektrische Leistung	400 MW
Wirkungsgrad	42%
Brennstoff	Steinkohle

Anthrazit hat einen Heizwert (HW) von 33 MJ/kg und einen Kohlenstoffgehalt von 92% [Brauner, 1996], damit ergibt sich der pro erzeugter GWh Strom notwendige Brennstoffeinsatz zu

$$m_{Brennstoff} = \frac{W_{el}}{\eta\cdot HW} = \frac{1000\,MWh\cdot 3600\,s/h}{0{,}42\cdot 33\,MWs/kg} \approx 260\,t/GWh$$

Bei der Verbrennung von Kohlenstoff (Atomgewicht 12) zu CO_2 (Molekulargewicht 44) entstehen pro kg Kohlenstoff 3,67 kg CO_2, daher pro erzeugter GWh Strom

$$m_{CO_2} = 0{,}92\cdot 260\,t\cdot 3{,}67 \approx 878\,t/GWh$$

das ist der 488-fache Wert der Emissionen des Pumpspeicherkraftwerks, wobei hier beim Kohlekraftwerk sonstige CO_2-Äquivalent-Emissionen durch die Instandhaltung noch nicht eingerechnet sind.

Während einer angenommenen Lebensdauer von 25 Jahren und einer Volllaststundenzahl von 4500 h/a [vgl. Brauner, 1996] erzeugt das Kraftwerk die elektrische Energie

$$W_{el} = 25\,a\cdot 4500\,h/a\cdot 400\,MW = 45000\,GWh\,,$$

die dadurch verursachten CO_2-Emissionen betragen

$$878\,t/GWh\cdot 45000\,GWh = 39{,}5\;Mio\;t\,.$$

- **GUD-Kraftwerk**

Das GUD-Kraftwerk habe einen Wirkungsgrad von 50% (vgl. [Brauner, 1996]), als Brennstoff diene Erdgas (Heizwert 44 MJ/kg) mit einem Methananteil von 90%.

Die Verbrennung von Methan geschieht nach der Reaktionsgleichung

$$CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O\,,$$

das stöchiometrische Massenverhältnis von CH_4 und CO_2 ist dabei

$$\frac{m_{CO_2}}{m_{CH_4}} = \frac{44}{16} = 2{,}75\,,$$

je kg Methan entstehen also 2,75 kg CO_2.

Pro GWh elektrischer Energie benötigt man an Erdgas

$$m_{Erdgas} = \frac{E_{elektr}}{\eta\cdot HW_{Erdgas}} = \frac{1000\,MWh\cdot 3600\,s/h}{0{,}5\cdot 44\,MJ/kg} = 163{,}6\,t\,,$$

das entspricht CO_2-Emissionen in der Höhe von

$$m_{CO_2} = \frac{44}{16} \cdot 0{,}9 \cdot 163{,}6 t\ Erdgas/GWh = 405 t\ CO_2/GWh\ .$$

- **Ergebnisse**

Die Ergebnisse dieses Vergleiches sind in den Abb. 5-41 und Abb. 5-42 dargestellt. Um wieder verschiedene Effizienzen und Verfahren bei der Anlagenerrichtung zu berücksichtigen, wurde den Resultaten für Pumpspeicher- und CAES-Anlage ein Schwankungsbereich von ±20 % unterstellt (vgl. 5.3.1.2). Beim Kohlekraftwerk und bei der GUD-Anlage wurde hingegen ein Streuungsbereich von +5 bis +25 % angenommen, um Errichtung und Wartung der Anlage inkl. Brennstoffversorgung ebenfalls in die Abschätzungen einfließen lassen zu können.

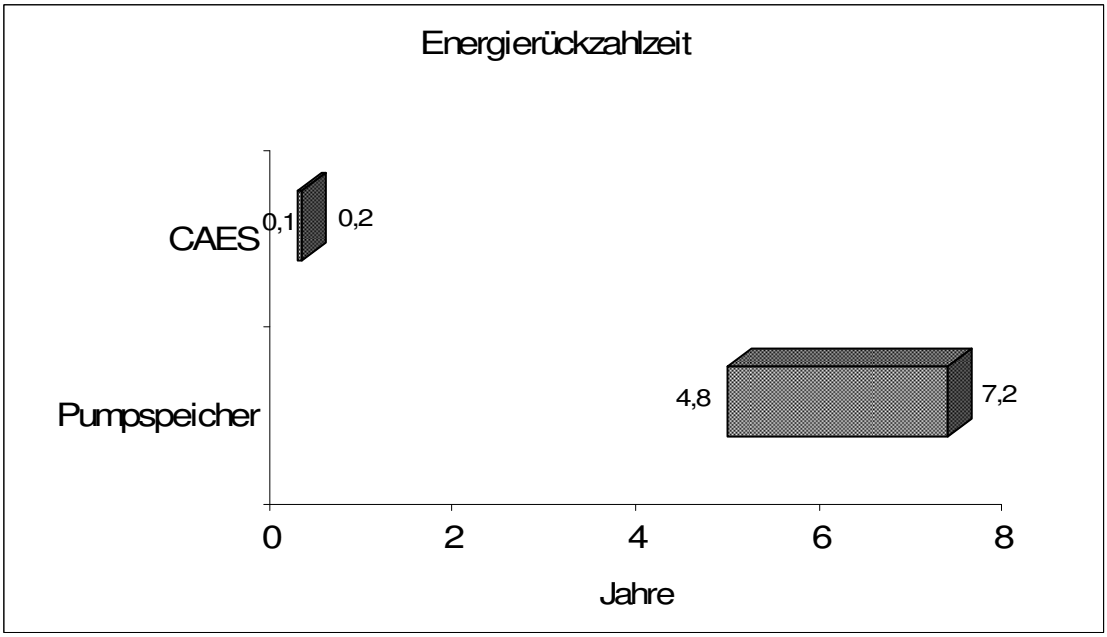

Abb. 5-41: Energierückzahlzeit von Pumpspeicher- und CAES-Kraftwerk

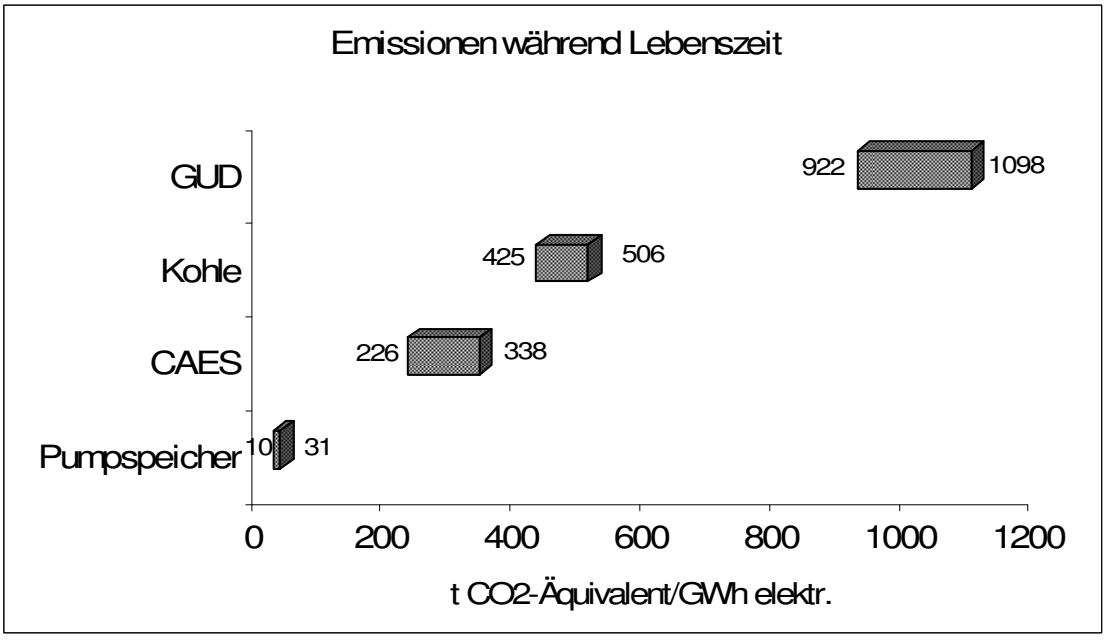

Abb. 5-42: CO_2- bzw. CO_2-Äquivalent-Emissionen pro erzeugter GWh von verschiedenen Kraftwerks- und Speichertechnologien

6. Schlussfolgerungen

In dieser Arbeit wurde eine Vielzahl an Möglichkeiten der Elektrizitätsspeicherung vorgestellt, sowie versucht, einen Überblick über deren wirtschaftliche und ökologische Eigenschaften zu geben. Dabei zeigt sich, dass es praktisch nicht möglich ist, eine klare Empfehlung über „die ideale Technologie“ in wirtschaftlicher Sichtweise abzugeben. Zu unterschiedlich sind die Randbedingungen, unter denen die einzelnen Technologien sinnvoll eingesetzt werden können. Bei manchen Speichern liegen zudem die Kosten in einer derart großen Bandbreite, dass es notwendig erscheint, für konkrete Anwendungsfälle genauere Vergleiche anzustellen, als es im Rahmen dieser Arbeit möglich war. Besonders bei den „neueren“ Technologien ist auch aufgrund der noch fehlenden Betriebserfahrung und zum Teil auch –reife eine korrekte Einschätzung der Wirtschaftlichkeit nicht immer einfach, sei es bezüglich der Lebensdauer, sei es bezüglich Qualität der Kostendaten. Gerade bei den Investitionskosten könnte es in der Zukunft noch zu erheblichen Änderungen kommen, wie es etwa die Kostenentwicklung der Superkapazitäten zeigt. Auch sind die möglichen Auswirkungen verschiedener Chemikalien auf die Umwelt noch nicht ausreichend erforscht. Aus all diesen Gründen ist die vorliegende Arbeit in erster Linie als Momentaufnahme des derzeitigen Status aus zu verstehen.

Je nach Leistungsbereich existieren verschiedene Technologien zur Speicherung von Elektrizität (siehe Abb. 6-1). Die im Folgenden angegebenen Stromspeicherkosten beziehen sich, wenn nichts Anderes angegeben, auf jeweils 1000 Volllaststunden jährlich.

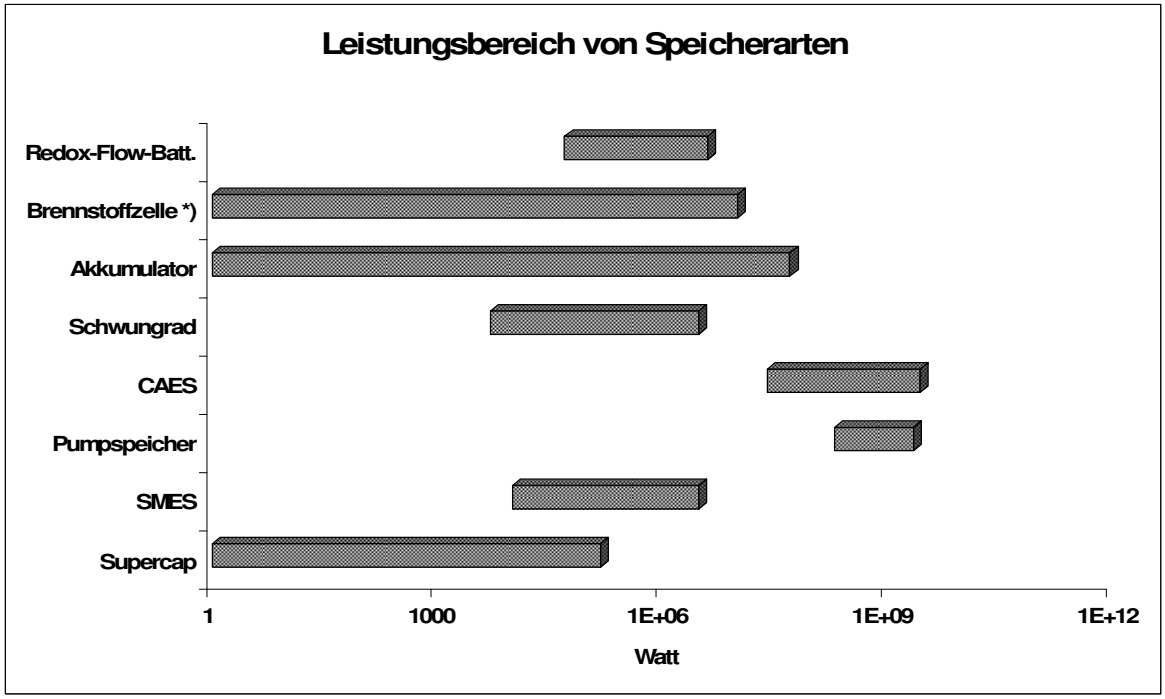

Abb. 6-1: Sinnvoller Einsatzbereich von Elektrizitätsspeichern. Eine Brennstoffzelle per se ist zwar kein Speicher, kann aber in Verbindung mit Wasserstoff, wenn er auf elektrischem Weg erzeugt wird, als Element eines Speichersystems betrachtet werden.

Bezüglich der Verwendungsmöglichkeiten ist festzuhalten, dass Superkondensatoren, SMES-Systeme und Schwungräder sich vor allem zur Primärregelung von Netzen eignen. Ihr Einsatz kann überall dort erfolgen, wo mit häufigem Lastwechsel zu rechnen ist. Akkumulatoren, Redox-Flow-Batterien, aber auch Pumpspeicher und CAES-Anlagen hingegen sind aufgrund ihrer Eigenschaften für die Sekundärregelung, etwa zur Abdeckung von Lastspitzen, geeignet. Über welchen Zeitraum die einzelnen Speichertechnologien Energie bereitstellen können, darüber gibt Tab. 6-1 Auskunft.

Tab. 6-1: Speicher und ihre mögliche Einsatzdauer

Technologie	*Zeitdauer*
SMES	Sekunden
Superkondensator	Sekunden
Schwungrad	Sekunden – Minuten
Akkumulator	Stunden
Brennstoffzelle	Stunden
Redox-Flow-Batterie	Stunden
CAES	Stunden – Tage
Pumpspeicher	Stunden – Tage

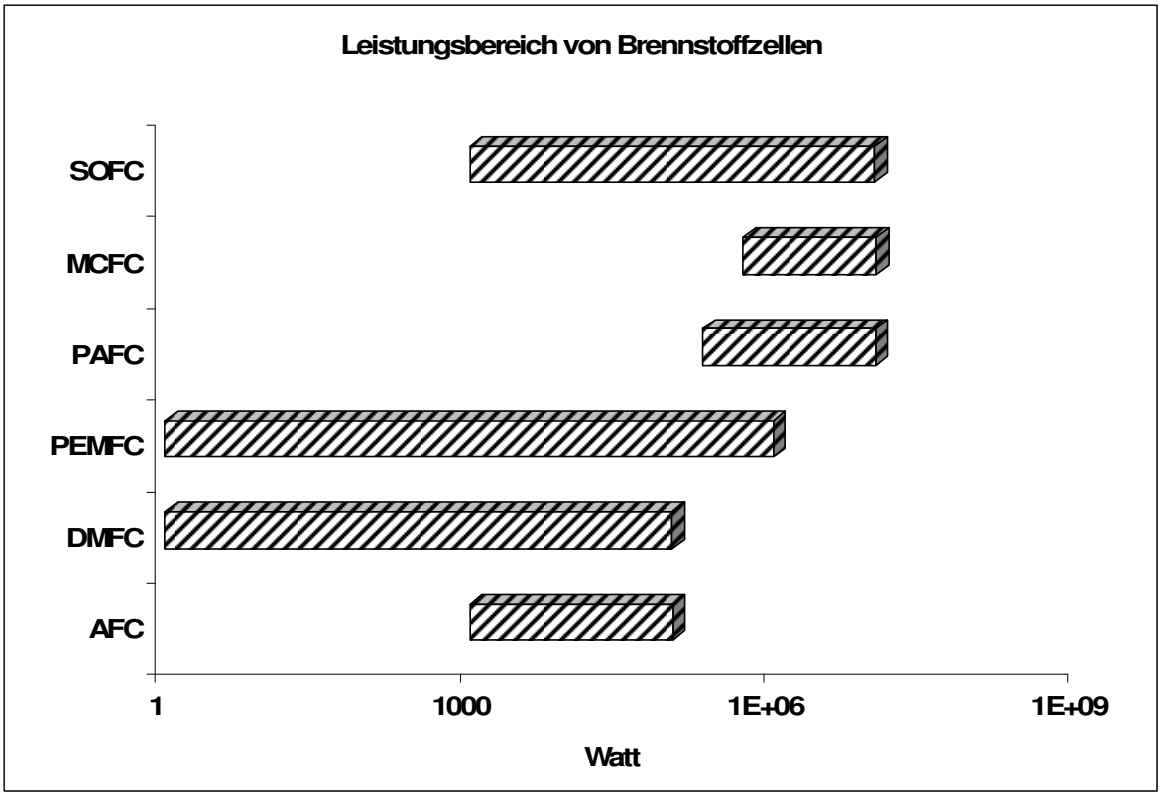

Abb. 6-2: Brennstoffzellensysteme und ihr sinnvoller Einsatzbereich

Im niedrigen Leistungsbereich bis ca. 10 kW werden neben Akkumulatoren in bestimmten Bereichen auch Superkapazitäten zum Einsatz kommen, wenn die Energielieferung nur über einen sehr kurzen Zeitraum erfolgen muss. Ihre Stromspeicherkosten betragen zwischen 1,9 und 7,3 Eurocent/kWh. Unter den Akkumulatoren sind die ältesten Systeme die Bleibatterien, bei ihnen ist aufgrund der bereits produzierten Stückzahlen auf längere Sicht keine wesentliche Kostenreduktion zu erwarten (Stromspeicherkosten zwischen 3,2 und 8,1 Cent/kWh). An Bedeutung zulegen werden aller Voraussicht nach Lithium-Batterien (4,1 – 33 Cent/kWh), bei entsprechender Produktion könnten die Kosten bald auf das heutige Niveau der Nickel-Cadmium-Batterien fallen. Nickel-Cadmium-Systeme sind zumindest in der EU aufgrund des enthaltenen Cadmiums Last im Einsatz und werden daher längerfristig an Bedeutung verlieren, zumal sie ab 2008 für Konsumartikel verboten sind (3,4 – 6,8 Cent/kWh). Natrium-Schwefel- und Natrium-Nickelchlorid-

Batterien nehmen wegen ihrer höheren Betriebstemperatur eine gewisse Sonderstellung ein, sie könnten vor allem in jenen Bereichen sinnvoll eingesetzt werden, wo eine hohe Zahl an Betriebsstunden zu erwarten ist (z.B. akkubetriebene Gabelstapler etc.). Allerdings ist zu beachten, dass die Stromspeicherkosten von Natrium-Schwefel-Batterien (4,9 – 47 Cent/kWh) aufgrund des schlechteren Wirkungsgrades speziell bei höheren Volllaststundenzahlen deutlich über denen von Lithium-Ionen-Batterien liegen. Durch eine entsprechende Erhöhung der Produktion können aber auch hier Kostenreduktionen erreicht werden, die zu niedrigeren Stromspeicherkosten führen. Natrium-Nickelchlorid-Batterien sind ebenfalls noch relativ teuer (etwa 11 bis 18 Cent/kWh), befinden sich aber noch in der Entwicklungsphase. Bei einer Steigerung der Stückzahl sind auch hier Kostensenkungen zu erwarten. Längerfristig könnten auch Brennstoffzellen in diesem Bereich verwendet werden, wenn ihre Stromspeicherkosten entsprechend gesunken sind (derzeit rund 50 Cent/kWh und mehr). Einen Überblick über Brennstoffzellensysteme und ihren Leistungsbereich gibt die Abb. 6-2. Bis 1 kW wären aus heutiger Sicht Polymerelektrolyt- und Direkt-Methanol-Brennstoffzellen sinnvoll, diese befinden sich aber noch im Forschungsstadium, daher können über die Kosten noch keine verlässlichen Aussagen getroffen werden. Ab 1 kW Leistung kommen auch Festoxid- und alkalische Brennstoffzellen in Frage. Während Festoxidzellen ebenfalls noch im Entwicklungsstadium sind, besitzen alkalische Systeme bereits Marktreife. Über ihre Kosten waren jedoch keine Angaben in Erfahrung zu bringen. Eine Übersicht über die Stromspeicherkosten bei 1000 und 2000 Volllaststunden zeigt die Abb. 6-3.

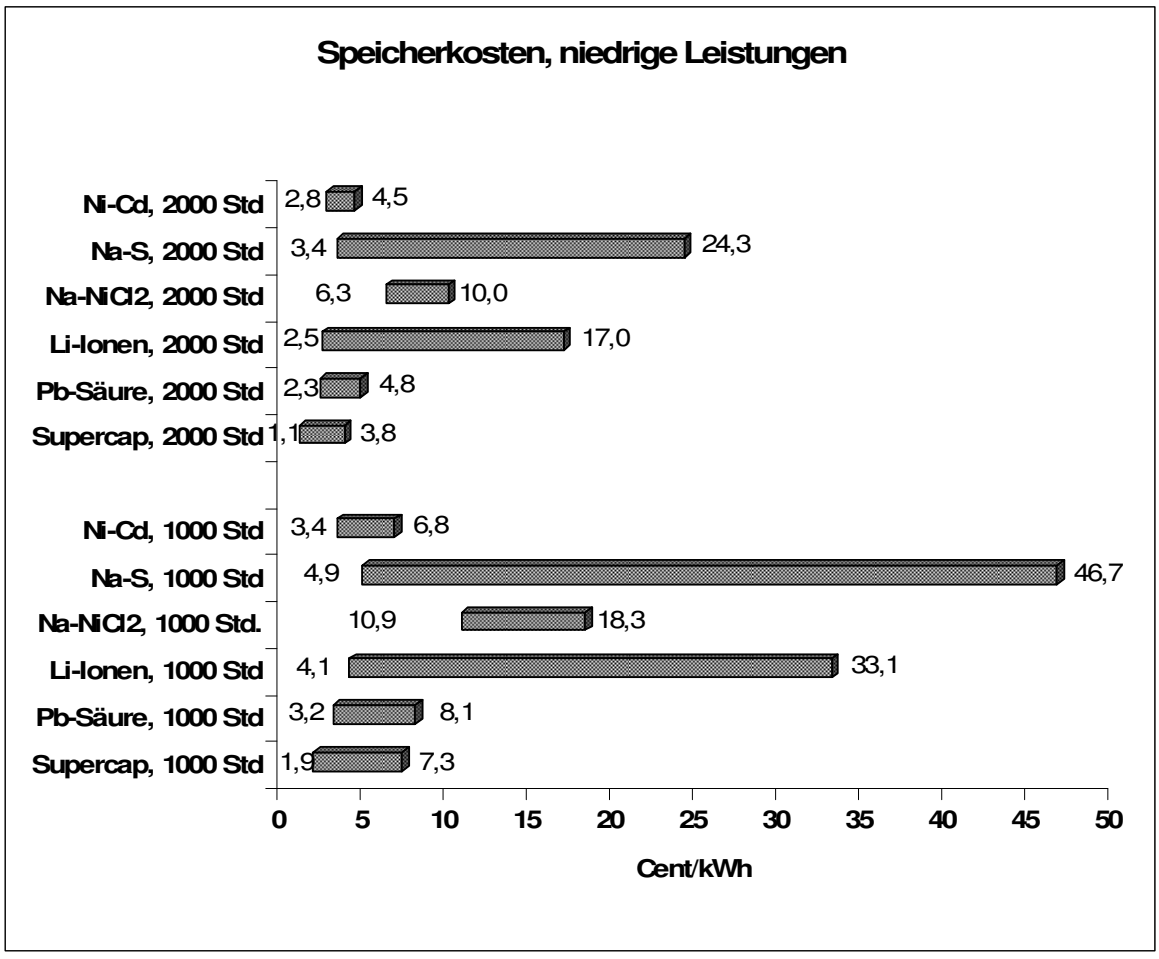

Abb. 6-3: Stromspeicherkosten im niedrigen Leistungsbereich bis ca. 10 kW

Im mittleren Leistungsbereich von etwa 10 kW bis rund 100 MW kommen für kurzzeitige Energiespeicherung neben Superkondensatoren auch Schwungradspeicher und SMES-Systeme in Frage. Der derzeitige Stand der Kosten ist in Abb. 6-4 wiedergegeben, wobei

Brennstoffzellen wegen ihrer deutlich höheren Kosten nicht berücksichtig sind. Im gesamten Volllaststundenbereich können die SMES-Systeme die kostengünstigste Technologie darstellen (1,8 – 6,6 Cent/kWh), gefolgt von den Superkondensatoren (1,9 – 7,3 Cent/kWh). Bleiakkus als die billigsten Batteriespeicher in diesem Bereich liegen kostenmäßig leicht darüber (3,18 – 8,80 Cent/kWh), können aber über einen längeren Zeitraum Energie bereitstellen. Weiters ist zu bedenken, dass aufgrund der notwendigen Kühleinrichtung SMES-Systeme für bestimmte mobile Anwendungen vermutlich ungeeignet sind.

Schwungräder sind zur Zeit noch die teuersten Kurzzeitspeicher (2,3 – 6,0 Cent/kWh), bei entsprechender Massenfertigung sind jedoch noch Kostenreduktionen zu erwarten. Wenn es ferner gelingt, die Kosten für Brennstoffzellen zu senken (vgl. Abschnitt 5.3.1.1), dann könnten auch Wasserstoff-/Brennstoffzellensysteme in Zukunft eine wesentlichere Rolle in der Stromerzeugung und –speicherung übernehmen, zumal Erzeugung und Verbrauch von Wasserstoff räumlich getrennt erfolgen kann. Daher sind diese Systeme keiner so strikten Betriebsstundenbegrenzung unterworfen wie die meisten anderen Speichersysteme, da bei diesen zwischen zwei Entladevorgängen genügend Zeit zum Aufladen einzuplanen ist.

Weiters können in diesem Leistungsbereich auch Redox-Flow-Batterien in Zukunft eine Rolle spielen, wie Wasserstoff-Systeme haben sie den Vorteil, dass Ladung und Entladung räumlich getrennt stattfinden können. Ihre Stromspeicherkosten sind ebenfalls noch relativ hoch, können aber durch entsprechende Stückzahlen noch gesenkt werden.

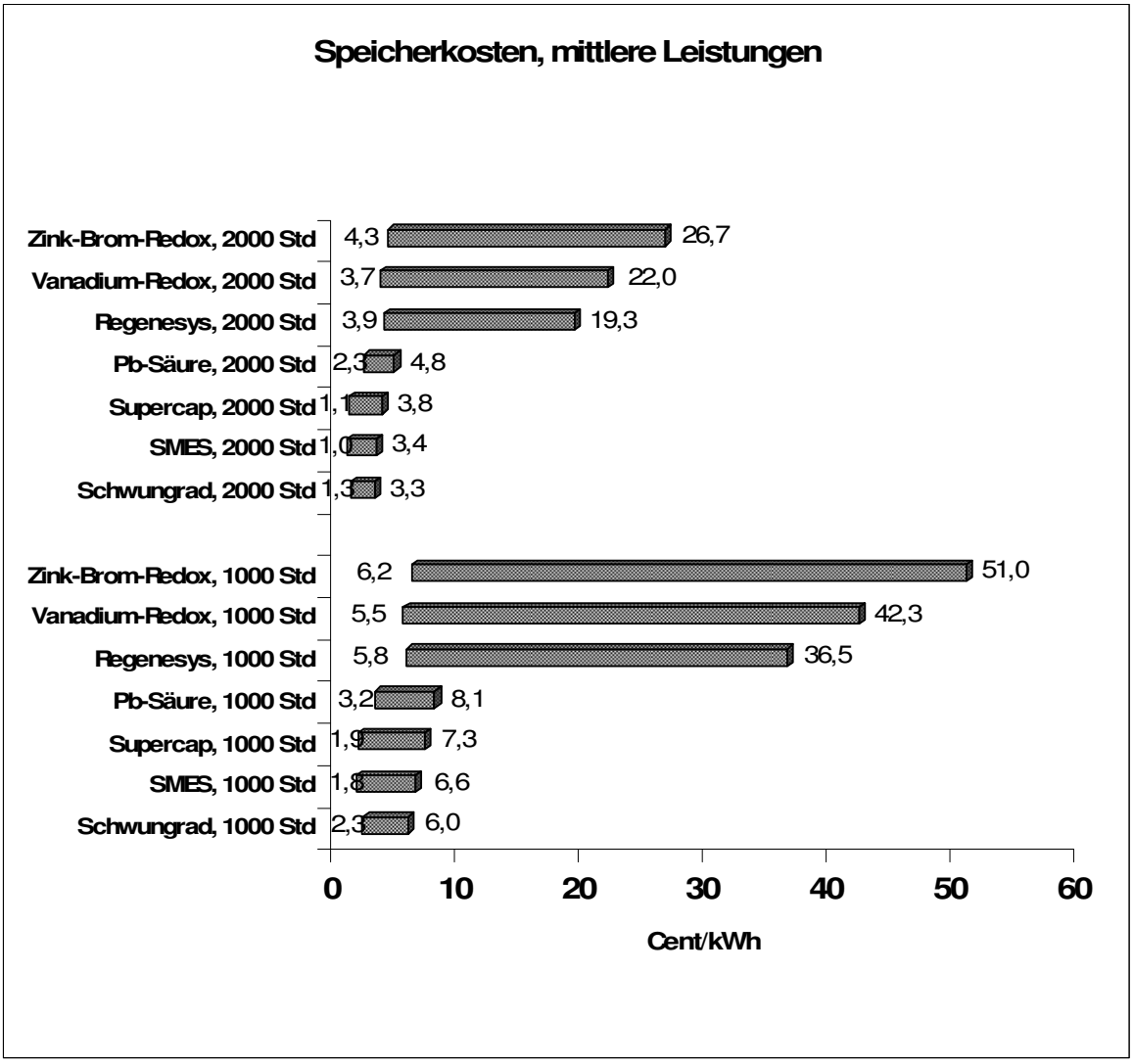

Abb. 6-4: Stromspeicherkosten im mittleren Leistungsbereich

Für große und größte Leistungen (100 MW bis mehrere GW) werden in Zukunft neben Pumpspeichern wohl auch CAES-Kraftwerke zur Anwendung kommen, wie es teilweise schon heute der Fall ist (Huntorf, McIntosh). Während Pumpspeicherkraftwerke nur unter bestimmten topografischen Bedingungen errichtet werden können und außerdem beträchtliche Eingriffe in die Natur verursachen, sind mögliche CAES-Standorte von der Landschaft unabhängig. Aus wirtschaftlicher Sicht scheinen CAES-Anlagen heute durchaus konkurrenzfähig mit Pumpspeichern (4,5 – 6,7 Cent/kWh gegenüber 5,7 – 13,7 Cent/kWh), ihre Rentabilität hängt aber stark vom Gaspreis ab, über dessen zukünftige Entwicklung heute kaum verlässliche Aussagen getroffen werden können. So hätte eine Verdoppelung des Gaspreises eine Erhöhung der Stromspeicherkosten um etwa 20 % bis 25 % zur Folge. Gleichzeitig verursachen CAES-Kraftwerke je Energieeinheit die mehr als 150-fachen Treibhausgasemissionen von Pumpspeicherkraftwerken. Für die Zukunft wäre es daher vor allem wichtig, CAES-Varianten zu entwickeln, die mit möglichst wenig Primärenergie auskommen, sowohl im Hinblick auf die Kosten wie auch auf die Emissionen. Ein geplantes adiabatisches Kraftwerk der EnBW könnte hier der erste Schritt in eine neue Richtung sein.

7. Zusammenfassung

In dieser Arbeit werden verschiedene Technologien zur Speicherung von Elektrizität auf ihre Stromspeicherkosten und Energiebilanzen sowie ihre Auswirkungen auf die Umwelt in Form von Treibhausgasemissionen untersucht. Motivation für die Arbeit ist der effizientere Energieeinsatz sowie eine verstärkte Nutzung von erneuerbaren Energiequellen. Elektrizitätsspeicherung spielt deswegen eine wichtige Rolle, da das Energieangebot bzw. die Energienachfrage nicht immer perfekt ausgeglichen werden kann. Energiespeicher leisten daher einen wesentlichen Beitrag zu einer effizienteren Nutzung der Energieressourcen.

Die verschiedenen Speicherarten werden eingeteilt in direkte und indirekte Speichermöglichkeiten. Bei der direkten Speicherung wird unterschieden zwischen kapazitiven Speichern (Superkondensatoren) und induktiven Speichern (supraleitende Spulen /SMES). Indirekte Speicherungsverfahren sind unterteilt in mechanische Speicher (Pumpspeicher, Druckluftspeicher/CAES und Schwungräder) sowie chemische Speicher (Akkumulatorsysteme, Wasserstoff in Verbindung mit Brennstoffzellen und Redox-Flow-Batterien). Im Rahmen einer Internetrecherche wurde für jede der Technologien der aktuelle Stand der Technik, mögliche Anwendungsbereiche und Beispiele für ausgeführte Anlagen erfasst sowie Investitions- und Betriebskosten und Daten für die Energiebilanz in Erfahrung gebracht. Angaben zu Energieaufwand und Emissionen bei der Anlagenerrichtung sind nicht für alle Speicherarten verfügbar, sodass diesbezügliche Analysen nur für einen Teil der in dieser Arbeit behandelten Technologien möglich waren. Mit welchen Investitions- und Betriebskosten bei den verschiedenen Technologien gerechnet werden muss, darüber geben Abb. 7-2 und Abb. 7-3 Auskunft. Die Stromspeicherkosten aller Technologien sind in Abb. 7-6 einander gegenübergestellt, den ökologischen und energetischen Vergleich zeigen die Abb. 7-4 und Abb. 7-5.

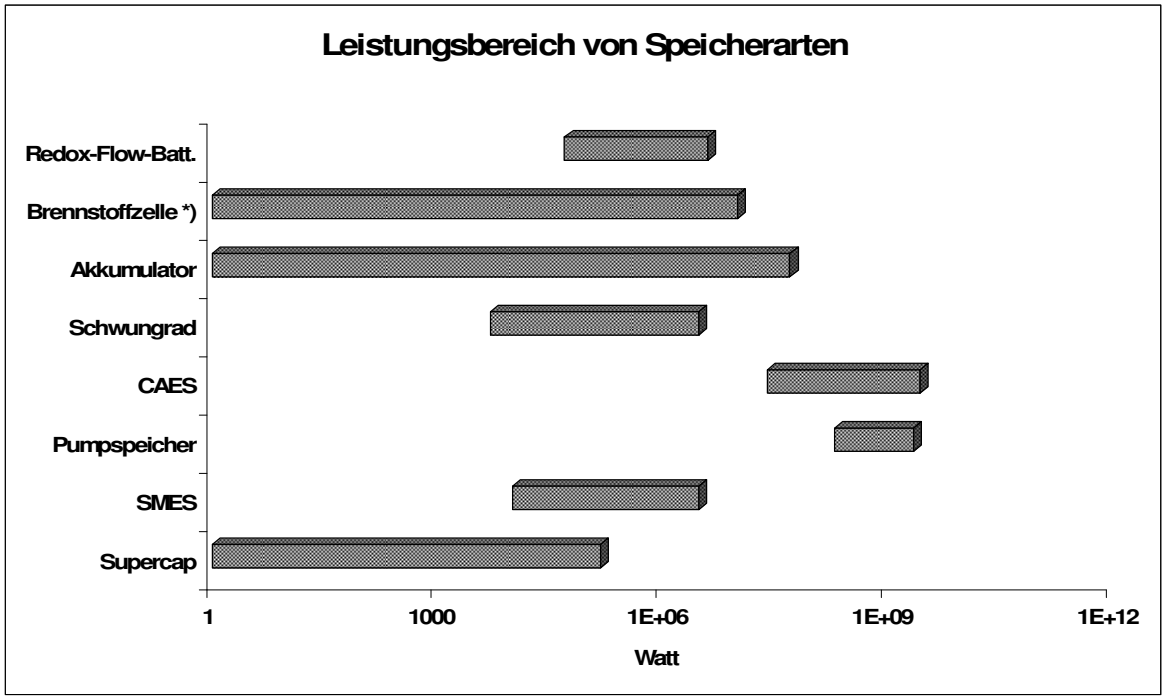

Abb. 7-1: Verschiedene Speichertechnologien und ihr sinnvoller Einsatzbereich

Superkondensatoren haben bereits Marktreife erreicht. Ihr Einsatz ist überall dort sinnvoll, wo im Betrieb häufige Lade-/Entladezyklen zu erwarten sind und die Energie nur über kurze Zeit gespeichert werden muss. Sinnvolle Anwendungen liegen im Leistungsbereich bis 150 kW. Für die Lebensdauer kann mit 10 Jahren und darüber gerechnet werden, in

dieser Zeit bedürfen Superkondensatoren wenig bis keiner Wartung. Vorteile dieser Technologie sind unter anderem eine hohe Leistungsdichte im Bereich mehrerer kW/kg, sehr hohe Zyklenzahl in der Größenordnung 10^5 sowie Schnellladefähigkeit und Unempfindlichkeit gegen Tiefentladungen. Ihr Wirkungsgrad erreicht Werte bis 98 %. Nachteile sind sehr hohe Selbstenladungsraten (in 48 Std. bis 100 %) sowie niedrige Energiedichten von maximal einigen wenigen Wh/kg. Wegen der während des Ladens/Entladens veränderlichen Spannung ist außerdem zusätzliche Elektronik notwendig. Die Investitionskosten von Superkondensatoren sind in den letzten Jahren massiv gesunken, trotzdem liegen die Stromspeicherkosten noch über denen anderer Systeme im gleichen Leistungs- bzw. Speicherdauerbereich. Aus ökologischer Sicht ist anzumerken, dass während des ordnungsgemäßen Betriebes mit keinerlei Beeinflussung der Umwelt durch Emissionen etc. zu rechnen ist.

Das Prinzip der induktiven Speicherung mit Supraleitern (SMES – Superconducting Magnetic Energy Storage) wurde ebenfalls bereits in mehreren Anlagen zur unterbrechungsfreien Stromversorgung und Netzstabilisierung realisiert. Wie Superkondensatoren zeichnen sich auch SMES-Systeme durch sehr hohe Effizienz (95 % und darüber), hohe Zyklenzahl und sehr kurze Ladezeiten im Minutenbereich aus. Sinnvolle Anwendungen liegen im Bereich zwischen 10 kW und 10 MW, die Entladezeit beträgt (aus den Daten über bekannte Anlagen zu schließen) bis rund 10 s. Anders als Superkondensatoren sind SMES-Systeme zumindest im Versuchsbetrieb in der Lage, Strom auch über längere Zeit nahezu verlustlos zu speichern. Zu berücksichtigen ist aber, dass SMES-Systeme während des Betriebes zu kühlen sind, damit Supraleitung gewährleistet ist. Da die Energie in einem magnetischen Feld gespeichert wird und daher während der Lade-/Entladezyklen keine chemischen Reaktionen auftreten, ist die Nutzungsdauer derartiger Systeme entsprechend hoch und wird in erster Linie von der Kühleinrichtung bestimmt. Zudem kann mit Lebensdauern von rund 30 Jahren gerechnet werden. Trotz der höheren Betriebskosten liegen die Stromspeicherkosten knapp unter jenen von Superkondensatoren.

Pumpspeicherkraftwerke waren über lange Zeit die einzige sinnvolle Möglichkeit, Elektrizität in größerem Maßstab zu speichern, entsprechend ausgereift ist die Technologie. Pumpspeicher zeichnen sich durch sehr hohe Leistungen bis zu mehreren 100 MW und Kapazitäten im MWh- bis GWh-Bereich aus. Der Anlagenwirkungsgrad liegt zwischen 70 und 78 %, Lebensdauern bis zu 100 Jahren scheinen realistisch. Die Investitionskosten sind traditionell sehr hoch, werden aber durch die lange Nutzungsdauer relativiert. Der Bau von Pumpspeicherwerken ist wegen der Anlage der Speicherseen mit erheblichen, im allgemeinen irreversiblen Eingriffen in die Natur verbunden, weshalb es auch sinnvoller erscheint, Pumpspeicherwerke am Ende ihrer Lebensdauer zu modernisieren und weiter zu betreiben, anstatt sie abzureißen und den ursprünglichen Zustand wiederherzustellen. Die in den Stauseen verrottende Vegetation verursacht Treibhausgasemissionen, die stark vom Klima am jeweiligen Standort abhängen. Eine mögliche Abhilfemaßnahme wäre die Entfernung aller Pflanzen aus dem Staubecken vor seiner Flutung. Eine Analyse bezüglich Energierückzahlzeit und Treibhausgasemissionen während der Lebensdauer zeigen die Abb. 7-4 und Abb. 7-5.

Druckluftspeicherkraftwerke (CAES – Compressed Air Energy Storage) sind für einen ähnlichen Leistungsbereich geeignet wie Pumpspeicherkraftwerke, können die Leistung aber nur über eine kürzere Zeitspanne bereitstellen. Die Anlagenkapazität reicht dabei von wenigen Stunden bis zu mehreren Tagen. In den beiden bereits in Betrieb befindlichen Anlagen wird die gespeicherte Druckluft vor dem Turbineneintritt zur Erhöhung des Wirkungsgrades noch durch einen Gasbrenner erhitzt. Zukünftige CAES-Anlagen sollen aber durch die Speicherung und Verwendung ungekühlter Druckluft gänzlich ohne Gasbrenner und dadurch nahezu emissionslos arbeiten können. Bis zur Realisierung dieser adiabatischen Kraftwerke müssen aber noch Kompressoren und Turbinen entwickelt werden, die für diese höheren Temperaturen geeignet sind. Die Stromspeicherkosten von CAES-Anlagen sind heute schon niedriger als bei Pumpspeicherkraftwerken, daher kann von weiteren Anlagenerrichtungen in der Zukunft ausgegangen werden. Auch bezüglich

der Energierückzahlzeit liegen CAES-Anlagen besser als Pumpspeicher, allerdings sind die Emissionen während des Betriebes um ein Vielfaches höher (Abb. 7-4 und Abb. 7-5).

Schwungradspeicher sind ähnlich wie Superkondensatoren für kurzzeitige Energiespeicherung geeignet und können hohe Energiedichten erreichen (bei Verwendung von Quarzfaser-Verbundstoffen bis über 800 Wh/kg). Der sinnvolle Einsatzbereich liegt bei Leistungen im kW- bis MW-Bereich. Schwungräder sind schnell auf- bzw. entladbar, unempfindlich gegen verschiedene schlechte Betriebsbedingungen (Tiefentladung, Temperaturschwankungen) und erreichen Wirkungsgrade bis zu 80 – 95 %. Bei nur geringem Wartungsaufwand kann mit Lebensdauern von rund 20 Jahren gerechnet werden. Schwungräder sind im Betrieb praktisch emissionsfrei, nachteilig sind aber ihre noch relativ hohen Stromspeicherkosten.

Von den Batterien bzw. Akkumulatoren wurden die Blei-Säure-Technologie, Nickel- und Lithium-Ionen-Batterien sowie Natrium-Schwefel- und Natrium-Nickelchlorid-Systeme untersucht. Generell sind Batteriespeicher bis Leistungen von etwa 100 MW sinnvoll einsetzbar. Bleibatterien sind seit Jahrzehnten im Handel erhältlich, entsprechend verlässlich und billig ist diese Technologie. Bleiakkus sind unempfindlich gegenüber kurzzeitig höhere Ströme und haben relativ hohe Wirkungsgrade zwischen 70 und 80 %, nachteilig ist ihre niedrige Energiedichte sowie ihre begrenzte Lebensdauer. Bleibatterien gehören zu den Batteriesystemen mit den niedrigsten Stromspeicherkosten, können aber unter Umständen auch die höchsten Stromspeicherkosten aufweisen.

Nickel-Cadmium-Batterien sind unempfindlich gegenüber höheren Strömen, Kurzschlüssen und Überladung, funktionieren auch noch bei sehr tiefen Temperaturen zufriedenstellend und bieten die Möglichkeit einer Schnellladung. Ihre Lebensdauer beträgt bis zu 4000 Zyklen oder 15 Jahren. Bekanntester Nachteil ist der sogenannte Memory-Effekt. Aufgrund des enthaltenen Cadmiums sind sie ab 2008 in der EU für Konsumgüter verboten und werden daher in Zukunft an Bedeutung verlieren. Nickel-Metallhydrid-Batterien werden oft als Nachfolger der Ni-Cd-Batterie betrachtet, haben aber keine so hohe Lebensdauer und können nicht bei tieferen Temperaturen betrieben werden. Aufgrund des enthaltenen Metallhydrids sind sie schließlich auch deutlich teurer als Ni-Cd-Batterien.

Eine vielversprechende Technologie sind die Lithium-Ionen-Akkus. Unter allen Akkumulatoren besitzen sie den höchsten Wirkungsgrad, Werte von 90 % und mehr sind hier erreichbar. Weitere Vorteile sind eine hohe Zahl an Lade-/Entladezyklen sowie praktische Wartungsfreiheit während der gesamten Lebenszeit von bis zu 10 Jahren. Bereits heute liegen die Stromspeicherkosten teilweise unter denen anderer Batteriesysteme. Betrachtet man die Kostenentwicklung der vergangenen Jahre, so kann mit weiteren Kostensenkungen noch gerechnet werden.

Natrium-Schwefel- und Natrium-Nickelchlorid-Batterien gehören zu den Hochtemperaturzellen, ihre Arbeitstemperaturen liegen um 300 bis 350 °C. Na-S-Batterien zeichnen sich durch hohe Energiedichten (120 Wh/kg) sowie hohe Wirkungsgrade (70 bis knapp 90 %) aus und können für kurze Zeit das Sechsfache ihrer Dauerleistung abgeben. In Japan sind bereits einige Anlagen mit dieser Technologie in Betrieb, die größte kann während 8 Stunden 6 MW Leistung bereitstellen. Ihre Stromspeicherkosten liegen derzeit noch im oberen Bereich der Batteriespeicher. Im Gegensatz dazu befindet sich die Na-$NiCl_2$-Batterie noch weitgehend im Versuchsstadium, ihre Investitionskosten betragen rund das Dreifache von Na-S-Batterien.

Die Redox-Flow-Batterie, auch regenerative Brennstoffzelle genannt, ermöglicht die Entkopplung von verfügbarer Kapazität und Leistung und eignet sich besonders für den großtechnischen Einsatz. Vorteil dieser Technologie ist, dass die Elektrolyten leicht per LKW oder Bahn angeliefert werden können und daher durch die mögliche räumliche Trennung von Lade- und Entladevorgang auch ein kontinuierlicher Betrieb der Anlagen vorstellbar ist. Als sinnvoller Einsatzbereich erscheinen Leistungen zwischen 100 kW und 10 MW, für den Wirkungsgrad kann je nach Technologie mit Werten bis zu 70 % und

darüber gerechnet werden. Über die Lebensdauer lassen sich aufgrund der mangelnden Betriebserfahrung noch keine verlässlichen Aussagen treffen, in der Literatur ist von Zyklenzahlen jenseits von 10 000 die Rede. Bis dato hat von den verschiedenen Redox-Typen nur die Vanadium-Redox-Batterie eine gewisse Marktreife erlangt, die Zink-Brom- sowie die Natrium-Polysulfid-Batterie befinden sich noch in der Entwicklungsphase.

Zur Speicherung von Wasserstoff existieren mehrere verschiedene Technologien, von denen die meisten aber noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium stehen. Einzig die Hochdruckspeicherung und die Verflüssigung von Wasserstoff sind bereits großtechnisch verfügbar. Während für die Hochdruckspeicherung etwa 10 % der gespeicherten Energie notwendig sind, kostet die Verflüssigung rund ein Drittel des Energieinhaltes. Von den Brennstoffzellen sind ebenfalls noch mehrere Typen nicht serienreif, auch die derzeit verfügbaren Bauarten sind noch sehr teuer, sodass sie noch nicht in Konkurrenz zu anderen Speichertechnologien treten können. Als möglicher sinnvoller Einsatzbereich gelten Leistungen bis etwa 10 MW.

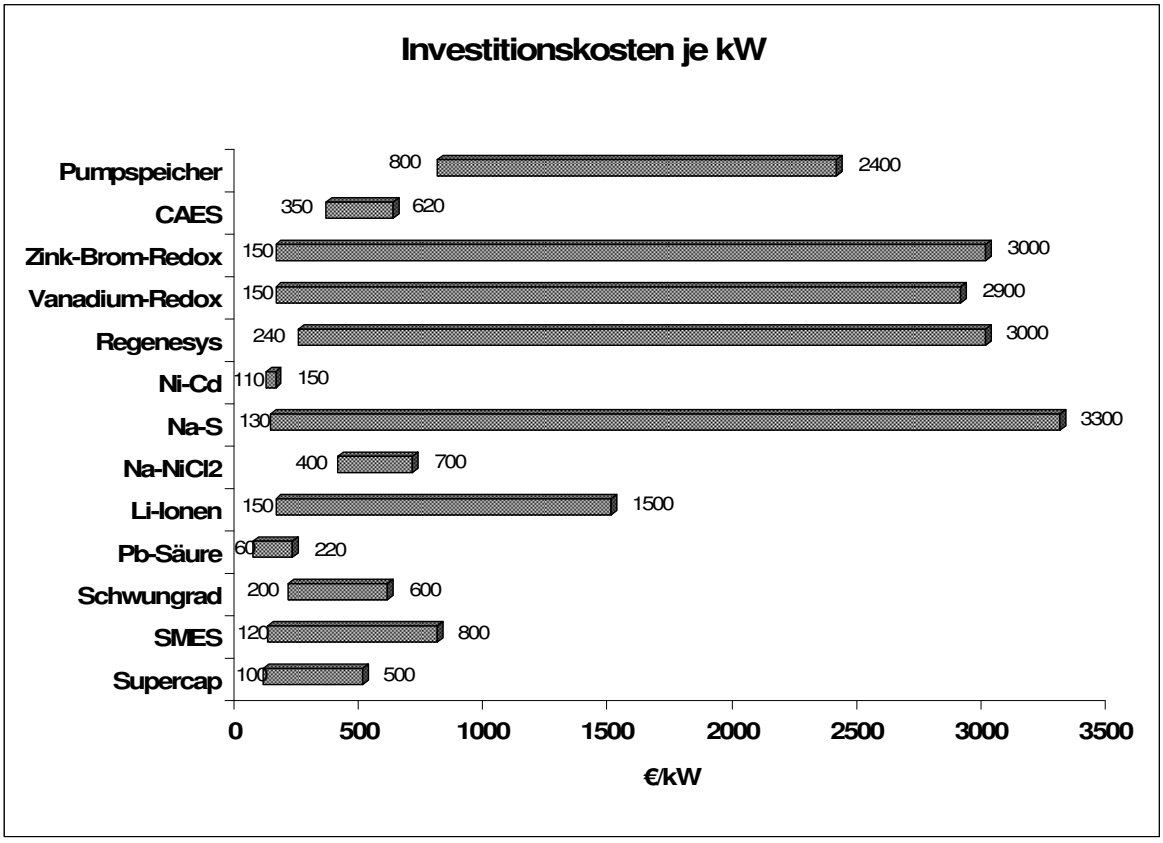

Abb. 7-2: Investitionskosten je kW der verschiedenen Speichertechnologien. Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind Brennstoffzellen weggelassen, ihre Kosten bewegen sich oberhalb von 2400 €/kW.

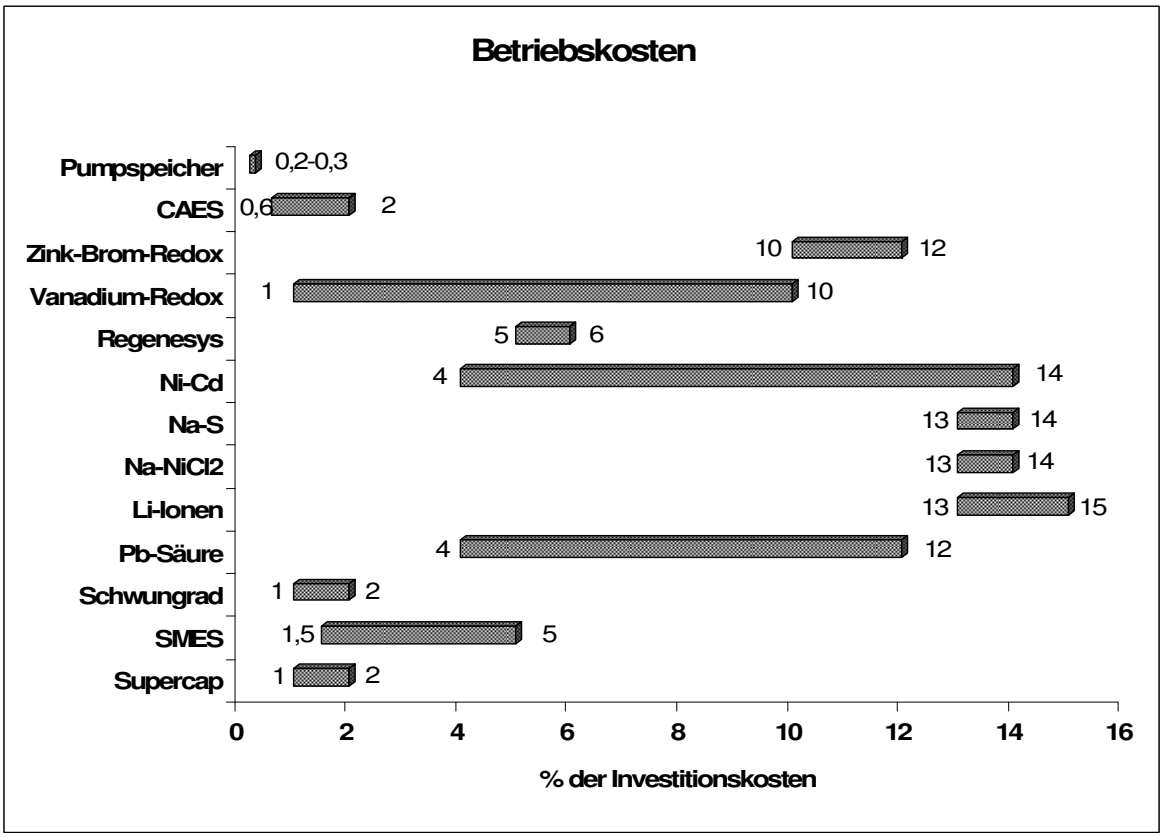

Abb. 7-3: Betriebskosten der einzelnen Technologien (ohne Brennstoffkosten) in % der leistungsbezogenen Investitionskosten

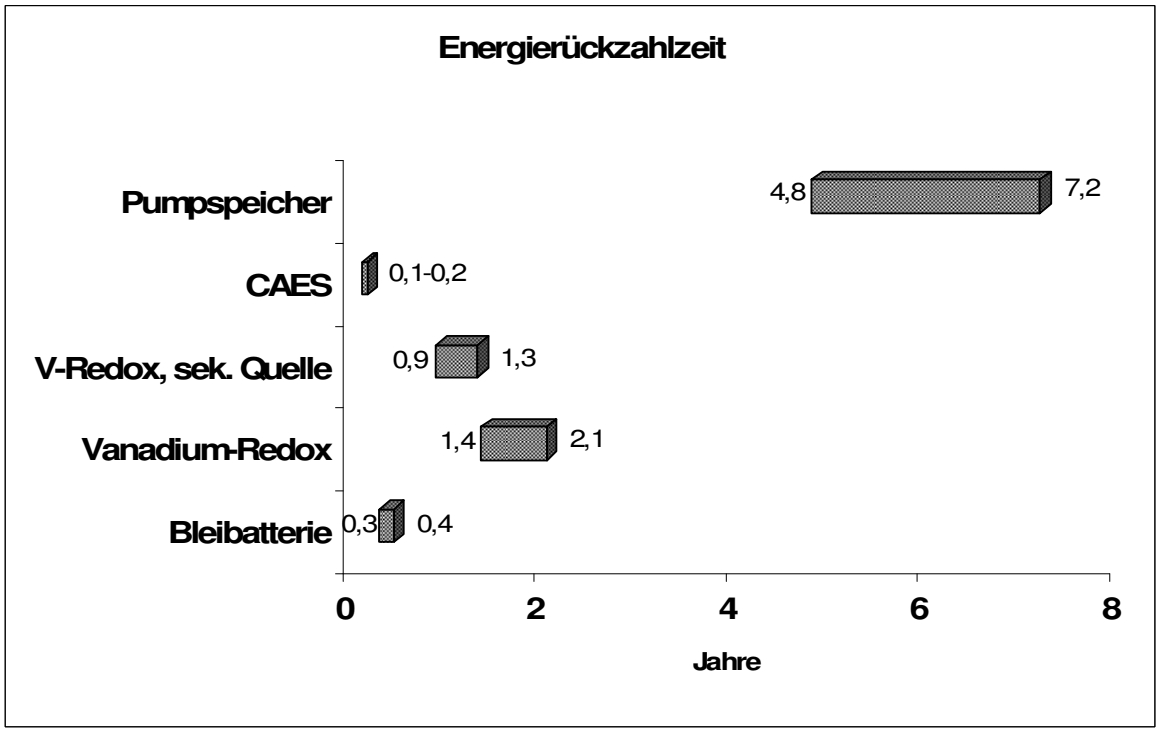

Abb. 7-4: Energierückzahlzeiten bestimmter Speichertechnologien entsprechend den Beispielen in Kap. 5. Bei der Vanadium-Redox-Batterie wurde unterschieden zwischen der Verwendung „neuen“ Vanadiums und rezykliertem Vanadium (sekundäre Vanadiumquelle).

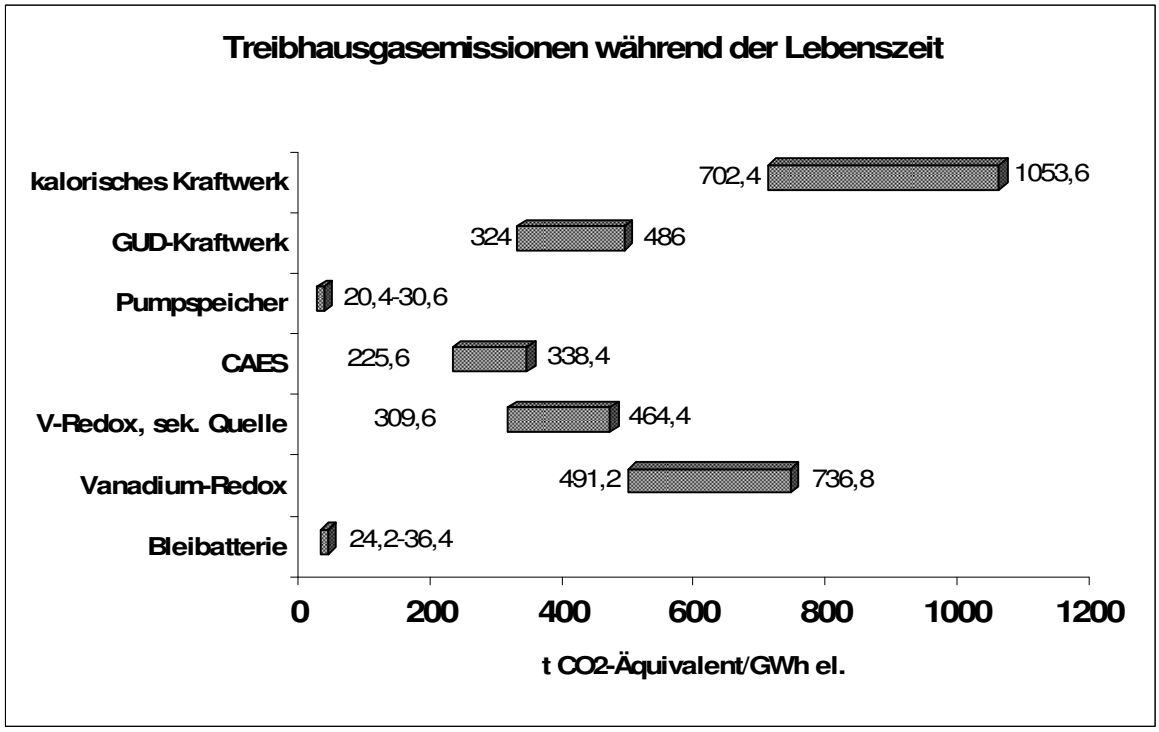

Abb. 7-5: Treibhausgasemissionen pro erzeugter GWh el. über der Lebenszeit

Um die wichtigsten Ergebnisse Revue passieren zu lassen, wird festgestellt, dass im unteren Leistungsbereich bis ca. 10 kW werden in Zukunft neben den heute schon üblichen Akkumulatoren in geeigneten Anwendungen auch Superkondensatoren (100 – 500 €/kW) zum Einsatz kommen werden, wenn die Energielieferung innerhalb eines kurzen Zeitraums erfolgen muss. Kostensenkungspotentiale können dabei durch entsprechende Stückzahlen und weitere Forschung erreicht werden. Lithium-Akkus (150 – 1500 €/kW) werden an Bedeutung gewinnen und längerfristig die Nickel-Cadmium-Systeme (110 – 150 €/kW) ablösen. Bei Wasserstoff/Brennstoffzellen-Systemen (ab 2400 €/kW) ist noch weitreichende Forschungs- und Entwicklungsarbeit notwendig, um die Stromspeicherkosten auf ein mit anderen Technologien vergleichbares Niveau zu senken.

Für den mittleren Leistungsbereich zwischen 10 kW und 100 MW kommen neben Akkumulatoren ebenfalls Superkondensatoren aber auch Schwungräder (200 – 600 €/kW), SMES-Systeme (supraleitende Energiespeicher; 120 – 800 €/kW) und Redox-Flow-Batterien in Frage. SMES-Systeme und Superkondensatoren präsentieren sich derzeit als am kostengünstigsten, die Frage ist aber, inwiefern diese niedrigen Kosten realistisch sind, da erst einige wenige SMES-Anlagen realisiert wurden. Durch gesteigerte Produktionsraten sind jedoch noch Kostensenkungen zu erwarten. Auch die Redox-Flow-Technologie (150 – 3000 €/kW) befindet sich noch weitgehend im Entwicklungsstadium. Bei entsprechenden Kostensenkungen könnten auch Wasserstoff/Brennstoffzellen-systeme in diesem Leistungsbereich in Zukunft eine Anwendung finden.

Für große Leistungen über 100 MW kommen auch in Zukunft nur Pumpspeicher (800 – 2400 €/kW) und CAES-Anlagen (350 – 620 €/kW) in Frage. Hier ist aufgrund der Kostensituation sowie der topografischen Erfordernisse für Pumpspeicher mit einer Zunahme der CAES-Anlagen zu rechnen. Deren Emissionen im Betrieb sind aber um ein Vielfaches höher als bei Pumpspeicheranlagen, aus ökologischer Sicht wäre daher den noch in Entwicklung befindlichen adiabatischen Luftspeicherkraftwerken der Vorzug zu geben.

Superkondensatoren, SMES-Systeme und Schwungräder eignen sich vor allem zur Primärregelung von Netzen, ihr Einsatz kann überall dort erfolgen, wo mit häufigem Lastwechsel zu rechnen ist. Akkumulatoren, Redox-Flow-Batterien, aber auch Pump-

speicher und CAES-Anlagen hingegen sind aufgrund ihrer Eigenschaften für die Sekundärregelung, etwa zur Abdeckung von Lastspitzen, geeignet.

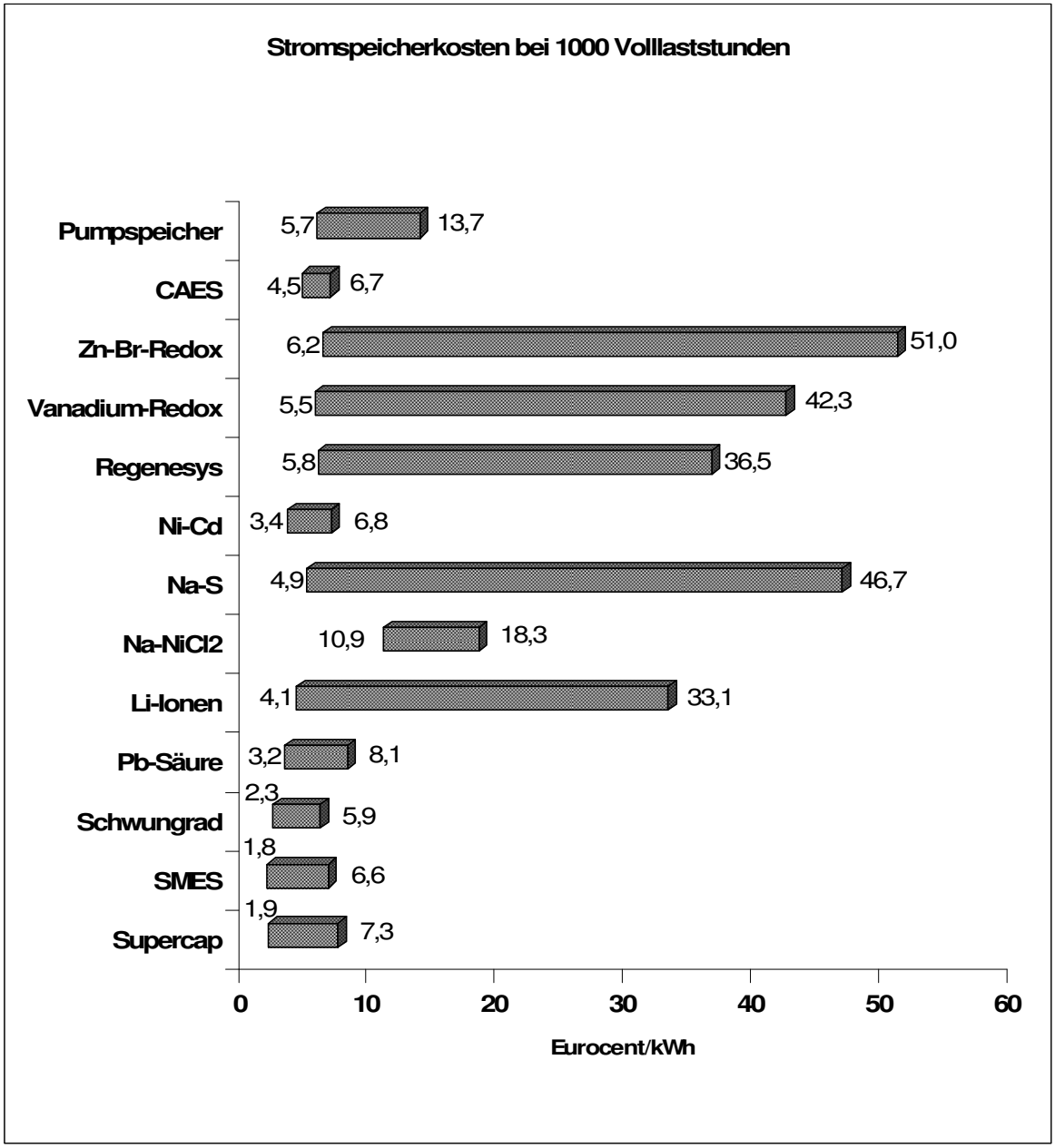

Abb. 7-6: Stromspeicherkosten der untersuchten Systeme bei 1000 jährlichen Volllaststunden. Aus Gründen der besseren Lesbarkeit sind Brennstoffzellen nicht eingetragen, ihre Stromspeicherkosten liegen bei PAFC-Brennstoffzellen zwischen 48 und 142 Cent/kWh.

Literaturverzeichnis

Bamberger Yves: „Electricity Networks and Electricity Storage“, Vortrag auf der Conference on Scientific Challenges for Energy Research, Paris, 17. – 18. Mai 2006

Barth Hans-Jörg, *Kentschke* Tino: „Druckluft als Energieträger für die Spitzenlast-Stromerzeugung“, in: TU Contact 11, 17 – 20 (2002).

Barth Hans-Jörg, *Kentschke* Tino: „Druckluftspeicherung“, 2003

Blackman James Michael: “High Pressure Hydrogen Storage on Carbon Materials for Mobile Applications”, Thesis submitted to the University of Nottingham for the degree of Doctor of Philosophy, April 2005.

Bodach Mirko, *Mehlich* Heiko, *Hiller* Werner, *Hartig* Ralf: „Doppelschichtkondensatoren für regenerative Energiesysteme“, 2003

Bolund Björn, *Lundin* Urban, *Leijon* Mats: “EUSUSTEL WP3 Report (Storage)”, 2006

Boulanger Pascal, *Perrin* Marion: “Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D Strategy. INVESTIRE-Network, Storage Technology Report ST5: Electrolyser, Hydrogen Storage and Fuel Cell”, 2003.

Brauner Günther: „Kraft- und Umspannwerke“, Vorlesungsunterlagen, TU Wien, Institut für elektrische Anlagen, 1996.

Cole Stijn, *van Hertem* Dirk, *Meeus* Leonardo, *Belmans* Ronnie: „Energy storage on production and transmission level: a SWOT analysis“, Katholieke Universiteit Leuven, 2006

Crotogino Fritz: „Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerke. Geplanter Einsatz beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion und aktuellem Strombedarf“, Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik 2002.

Crotogino Fritz: „Druckluftspeicher-Kraftwerke zum Ausgleich fluktuierender Windenergie / Stand der Technik und neue Entwicklungen“, 6. Flensburger Windenergie-Forum, April 2006

Dahlen Magnus: „Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D Strategy. INVESTIRE-Network, Nickel Batteries”, 2003.

Denholm Paul, *Kulcinski* Gerald: „Net energy balance and greenhouse gas emissions from renewable energy storage systems. ECW Report Nr. 223-1, Energy Center of Wisconsin, Juni 2003.

EPCOS: Datenblatt zum UltraCap Single cell 5000 F/2.5 V, Ordering code: B49410B2506Q000, September 2005

Fasching Gerhard: „Werkstoffe für die Elektrotechnik. Mikrophysik – Struktur – Eigenschaften“, Springer Verlag, Wien/New York, ^{3}1994.

Garche, Jürgen: „Elektrochemische Energiespeicher: Stand, Probleme, Perspektiven”, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 56. Jg. (2006) Heft 9

Gerl Bernhard: „Antriebe mit Zugkraft”, in: Pictures of the Future, Frühjahr 2006, 62 – 63 (Siemens-Forschungsmagazin).

Graham-Rowe Duncan: „Hydroelectric power’s dirty secret revealed“, New Scientist 2488, Februar 2005.

Haas, Reinhard: „Energiewirtschaft”, Vorlesungsunterlagen, TU Wien, Institut für Energiewirtschaft, 1998.

Habel Dietrich: “Strom- und Investitionskosten gespart. Energiespeicher für Stadtbahnfahrzeuge"“ in: News 03. Das Industriekundenmagazin der RWE (Dezember 2002), 4

Haluschack Bernhard: „Aktuelle und zukünftige Akkutechnologien“, München, 2002.

Hellerschmied Walter: „Stand der Technik und Wirtschaftlichkeit von Technologien zur dezentralen Energieumwandlung“, Diplomarbeit am Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der TU Wien, 2004.

Heyder Bernhard: „Speichersysteme für eine moderne Energieversorgung“. Vortrag in Brüssel, gehalten am 19. Sept. 2007.

Hindelang Bernd: „Kops II, eine außergewöhnliche Turbinen/Generatoranordnung“, in: Hydro News (Kundenmagazin der VA Tech Hydro), Ausgabe 8/2005, 6 – 7

Honsel Gregor: „Wind auf Vorrat”, In: Heise Technology Review, 15. Mai 2006.

Jossen Andreas, *Garche* Jürgen: „INVESTIRE Thematic Network. Lithium Batteries”, Draft Version 18/09/2003.

Juengst Klaus-Peter: „Was kann die Supraleitung im Energiebereich leisten?“, 2004

Kistner Klaus-Peter, *Steven* Marion: „Betriebswirtschaftslehre im Grundstudium 1“, Physica-Verlag, Heidelberg, ^{3}1999.

Lailler Patrick: „Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D Strategy. INVESTIRE-Network, Lead Acid Systems Storage Technology Report”, 2003.

Larminie James, *Dicks* Andrew: “Fuel Cell Systems Explained, Second Edition”, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, 2003

Ledjeff Konstantin (Hg.): „Brennstoffzellen. Entwicklung – Technologie – Anwendung“, C. F. Müller Verlag GmbH, Heidelberg, 1995

Linden David (Hg.): “Handbook of Batteries”, McGraw-Hill, Inc., New York, San Francisco, Washington D.C., Auckland, Bogotá, Caracas, Lisbon, London, Madrid, Mexico City, Milan, Montreal, New Delhi, San Juan, Singapore, Sydney, Tokyo, Toronto, ^{2}1995.

Maloney Kevin, *Dopp* Robert: “Highly Efficient Hydrogen Generation via Water Electrolysis Using Nanometal Electrodes”, Submitted 15 September 2006, Energy Research Laboratory, QuantumSphere Inc., Santa Ana, CA 92705

Mariyappan Jay, *Black* Mary, *Štrbac* Goran, *Hemmi* Kyle: “Pushing a Least Cost Integration of Green Electricity into the European Grid. Cost and Technical Opportunities for Electricity Storage Technologies”, GreenNet, Work Package 3 Report, 2004.

Mosonyi Emil, *Giesecke* Jürgen: „Wasserkraftanlagen. Planung, Bau und Betrieb“, Springer Verlag, Berlin/Heidelberg/New York, ^{3}2003.

Pelte Dietrich: „Die Zukunft unserer Energieversorgung. Physikalische Grundlagen und Folgerungen“, Vorlesungsunterlagen der Ruprecht-Karls-Universität Heidelberg, 2002.

Prechtl Adalbert: „Vorlesungen über die Grundlagen der Elektrotechnik 1“, Springer Verlag, Wien/New York, 1994

Prechtl Adalbert: „Vorlesungen über die Grundlagen der Elektrotechnik 2“, Springer Verlag, Wien/New York, 1995.

Price A., *Male* S., *Kleimaier* M.: „The Regenesys Utility-Scale Flow Battery Technology” in: „Energiespeicher – Fortschritte und Betriebserfahrungen”, Energiespeicher-Tagung Veitshöchheim, 5. – 6. Nov. 2002., VDI-Berichte 1734, VDI Verlag GmbH Düsseldorf 2002

Reller Armin, *Cyphelly* Ivan: „Speicherung gasförmiger Energieträger: Eine Bestandsaufnahme“, in: VDE-Berichte 1734 „Energiespeicher – Fortschritte und Betriebserfahrungen“, VDI Verlag GmbH, Düsseldorf, 2002, 37 – 45

Riis Trygve, *Sandrock* Gary, *Ulleberg* Øystein, *Vie* Preben S. J.: "Hydrogen Storage – Gaps and Priorities", 2005.

Ruddell Alan: "Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D Strategy. INVESTIRE-Network, Storage Technology Report ST6: Flywheel", 2003.

Rummich Erich: „Elektrische Straßenfahrzeuge", Vorlesungsunterlagen, TU Wien, Institut für elektrische Antriebe und Maschinen, 1998.

Rummich Erich: „Nichtkonventionelle Energieerzeugung", Vorlesungsunterlagen, TU Wien, Institut für elektrische Antriebe und Maschinen, 1998.

Rummich Erich: „Nichtkonventionelle Energienutzung. Eine Einführung in die physikalischen und technischen Grundlagen", Springer-Verlag, Wien/New York, 1981

Rummich Erich: „Nichtkonventionelle Energiespeicher", Vorlesungsunterlagen, TU Wien, Institut für elektrische Antriebe und Maschinen, 1999.

Schauer Gerd, *Szeless* Andreas: „Nutzung der Sonnenenergie zur Stromerzeugung – österreichische Fallbeispiele", in: e&i 113. Jg., Heft 6, Juni 1996, 436 – 442

Schoenung Susan M., *Hassenzahl* William V.: "Long- vs. Short-Term Energy Storage Technologies Analysis – A Life-Cycle Cost Study. A Study for the DOE Energy Storage Systems Program", Sandia Report SAND2003-2783, 2003.

Spahić Ervin, *Balzer* Gerd, *Münch* Wolfram, *Hellmich* Britta: „Speichermöglichkeiten der Windenergie", in: EW – Das Magazin für die Energiewirtschaft 105. Jg., Heft 25, Dezember 2006, 46 – 50

Tassin Noëlle: "Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D Strategy. INVESTIRE-Network, Redox Systems Report", 2003.

Thijssen Gerard: „Electricity storage and Renewables?" Vortragsunterlagen, 30. Mai 2001

Tuschy I., *Althaus* R., *Gerdes* R., *Keller-Sornig* P.: „Compressed Air Energy Storage with High Efficiency and Power Output", in: VDE-Berichte 1734 „Energiespeicher – Fortschritte und Betriebserfahrungen", VDI Verlag GmbH, Düsseldorf, 2002, 57 – 66

Willer Bernd: „Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D Strategy. INVESTIRE-Network, Supercaps Report", 2003.

Zsebik Albin: „Sűrített levegő rendszerek", Vorlesungsunterlagen, TU Budapest, 2003

Anhang 1: Sensitivitäts- und Lernkurven von Batteriespeichern

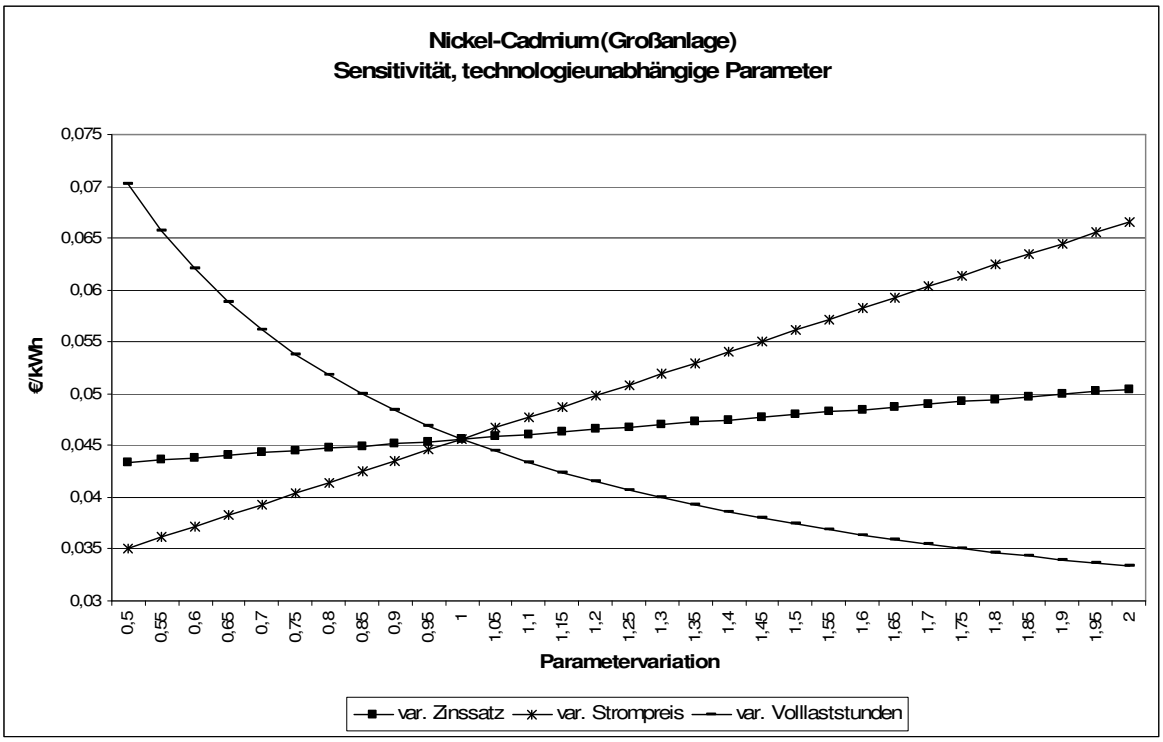

Abb. 0-1: Sensitivitätsanalyse von Nickel-Cadmium-Batterien (Großanlagen, schwach technologieabhängige Parameter)

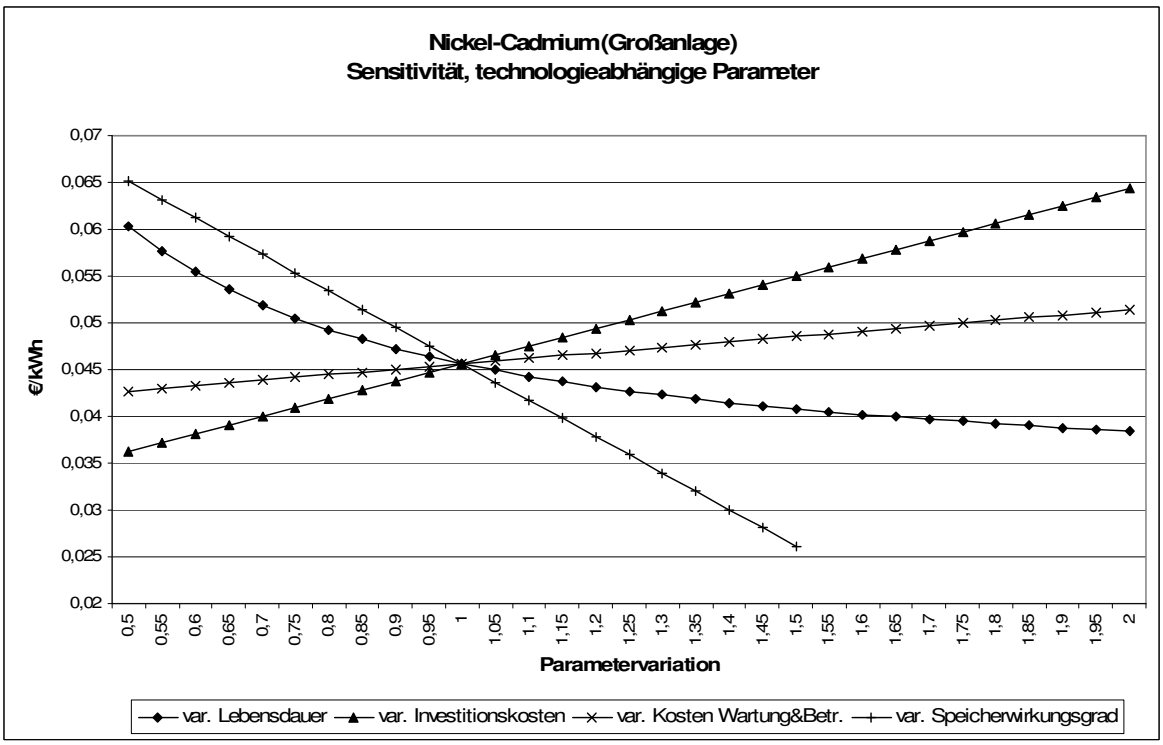

Abb. 0-2: Sensitivitätsanalyse von Nickel-Cadmium-Batterien (Großanlagen, stark technologieabhängige Parameter)

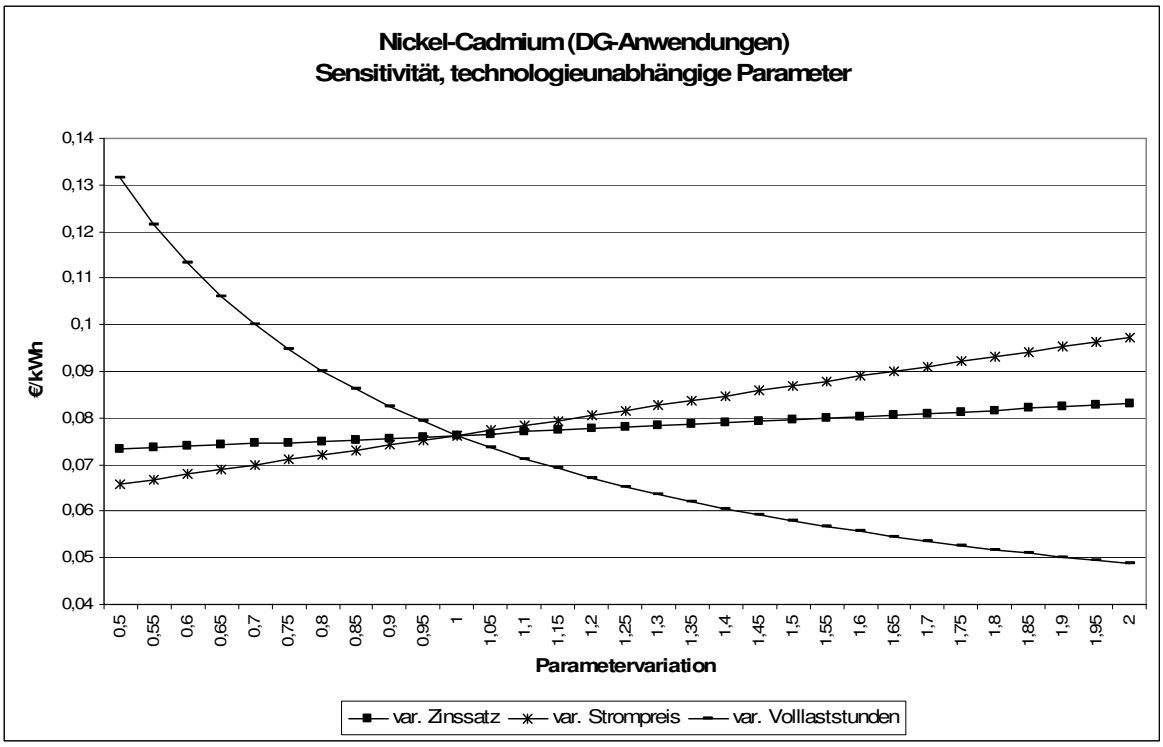

Abb. 0-3: Sensitivitätsanalyse von Nickel-Cadmium-Batterien (DG-Anlagen, schwach technologieabhängige Parameter)

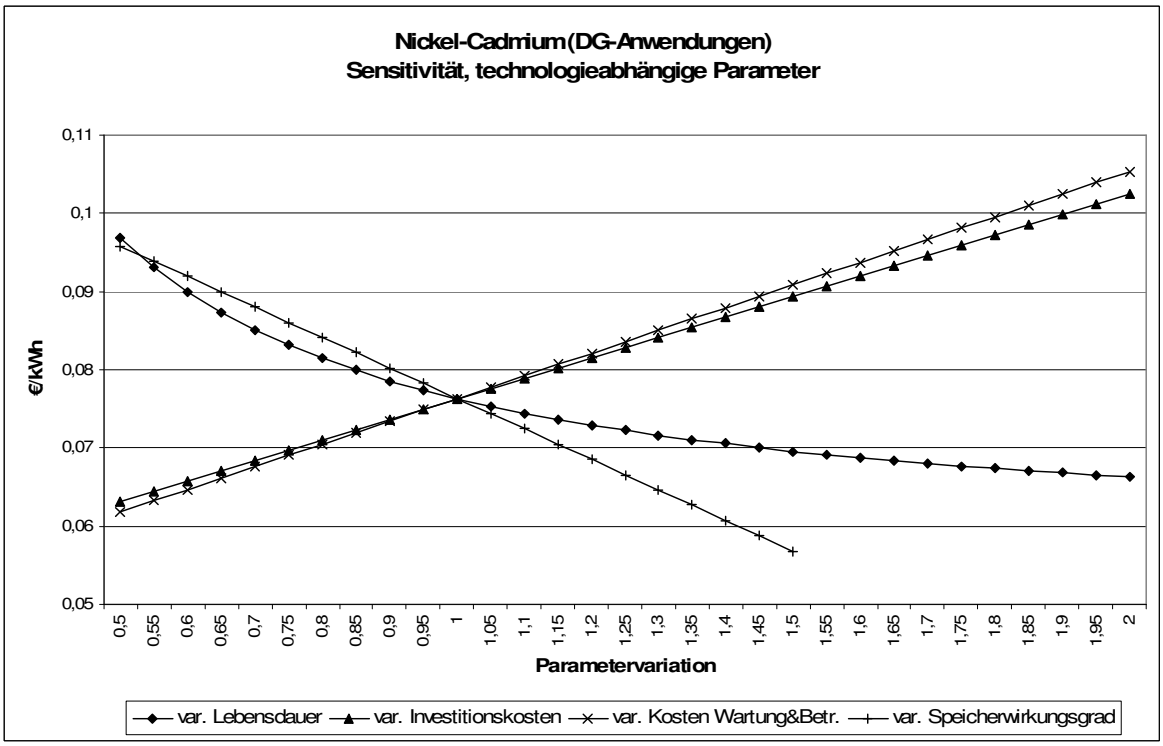

Abb. 0-4: Sensitivitätsanalyse von Nickel-Cadmium-Batterien (DG-Anlagen, stark technologieabhängige Parameter)

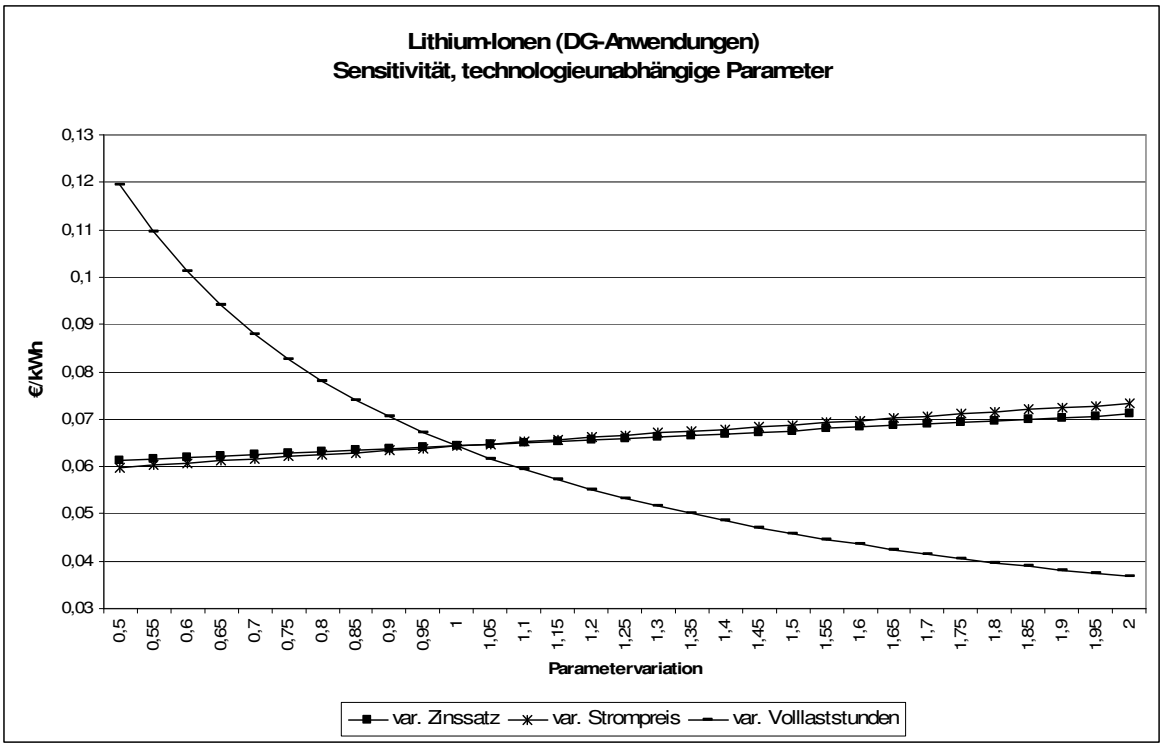

Abb. 0-5: Sensitivitätsanalyse von Lithium-Ionen-Batterien (DG-Anlagen, schwach technologieabhängige Parameter)

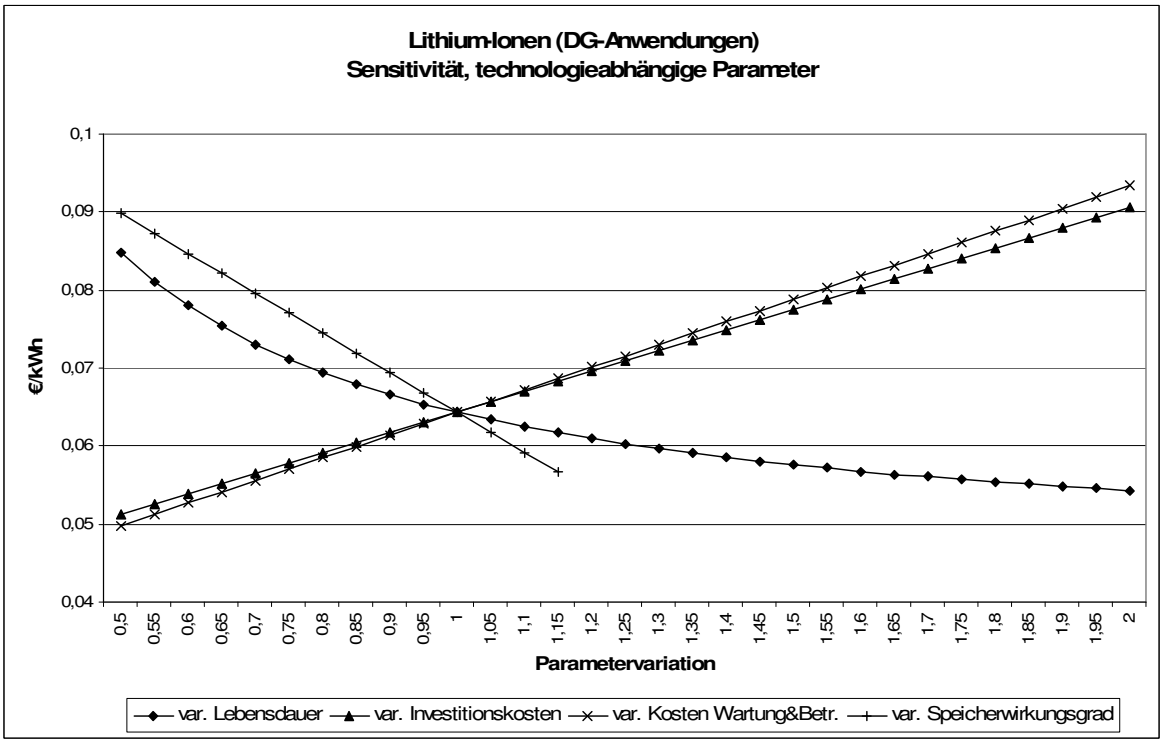

Abb. 0-6: Sensitivitätsanalyse von Lithium-Ionen-Batterien (DG-Anlagen, stark technologieabhängige Parameter)

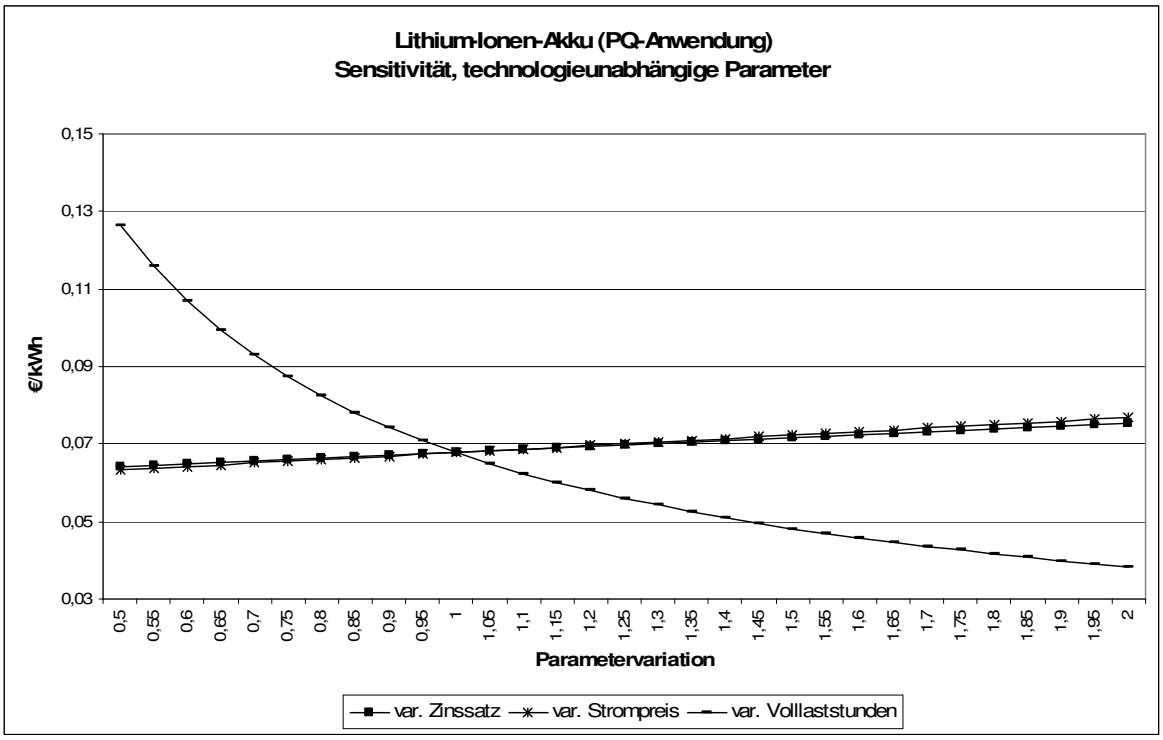

Abb. 0-7: Sensitivitätsanalyse von Lithium-Ionen-Batterien (PQ-Anlagen, schwach technologieabhängige Parameter)

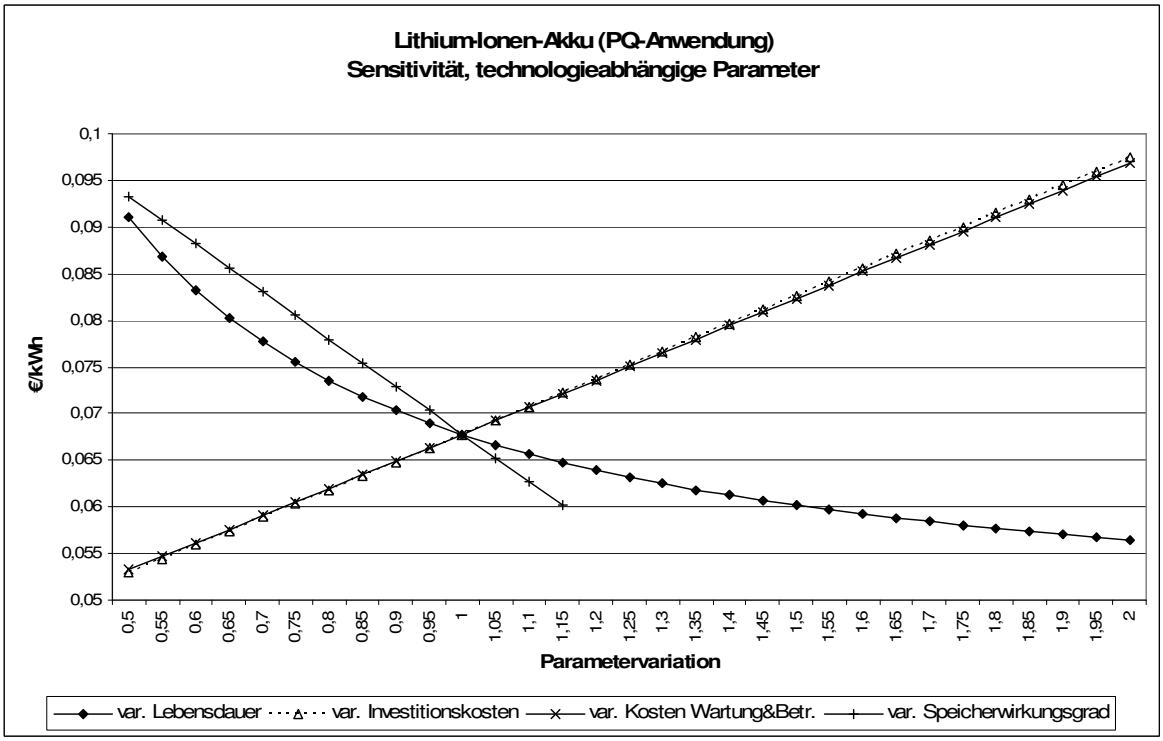

Abb. 0-8: Sensitivitätsanalyse von Lithium-Ionen-Batterien (DG-Anlagen, stark technologieabhängige Parameter)

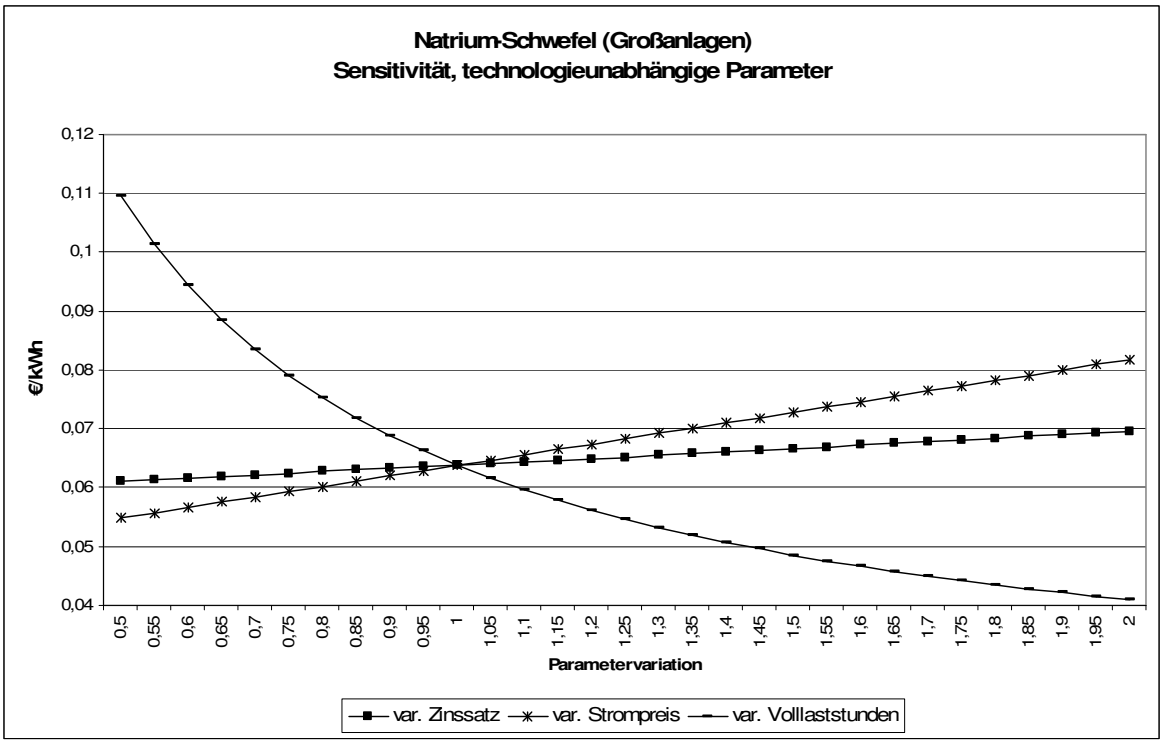

Abb. 0-9: Sensitivitätsanalyse von Natrium-Schwefel-Batterien (Großanlagen, schwach technologieabhängige Parameter)

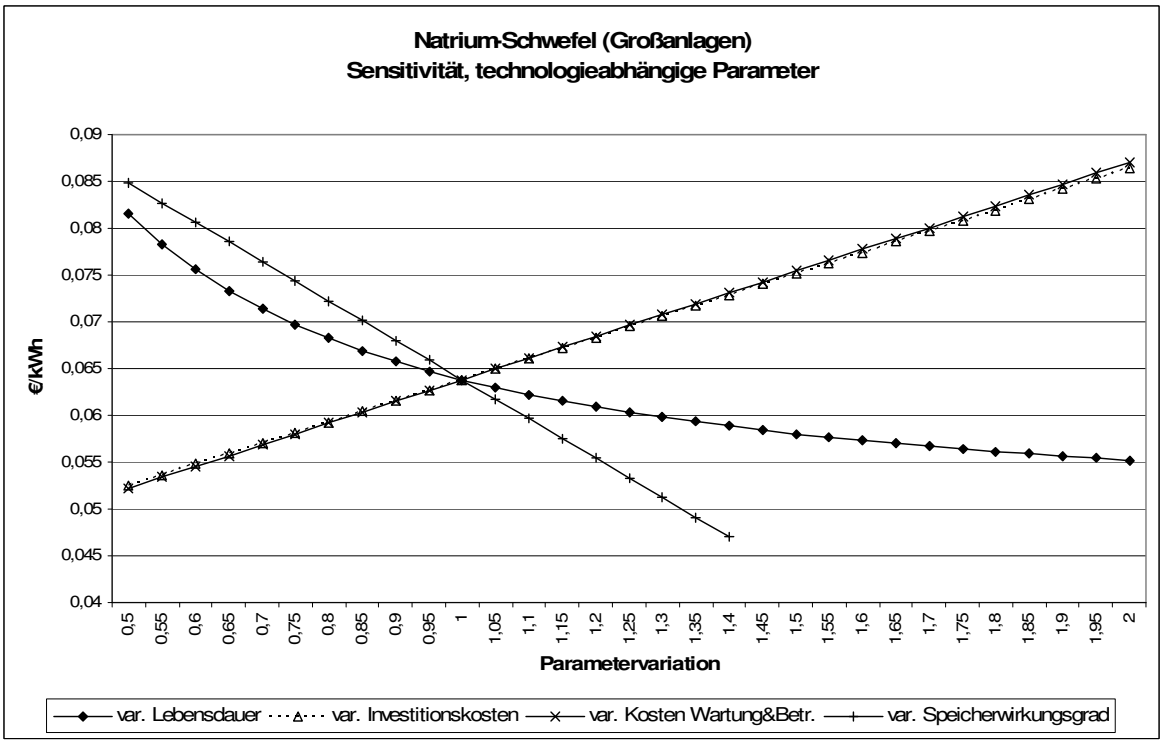

Abb. 0-10: Sensitivitätsanalyse von Natrium-Schwefel-Batterien (Großanlagen, stark technologieabhängige Parameter)

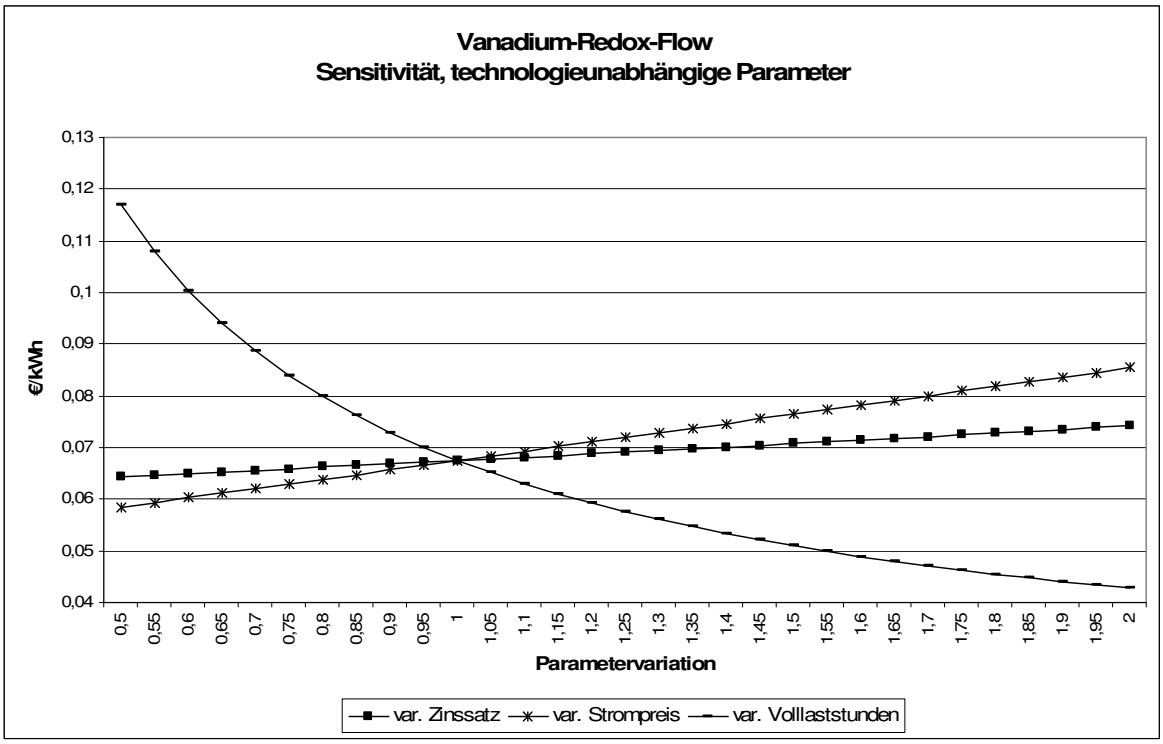

Abb. 0-11: Sensitivitätsanalyse von Vanadium-Redox-Flow-Batterien (schwach technologieabhängige Parameter)

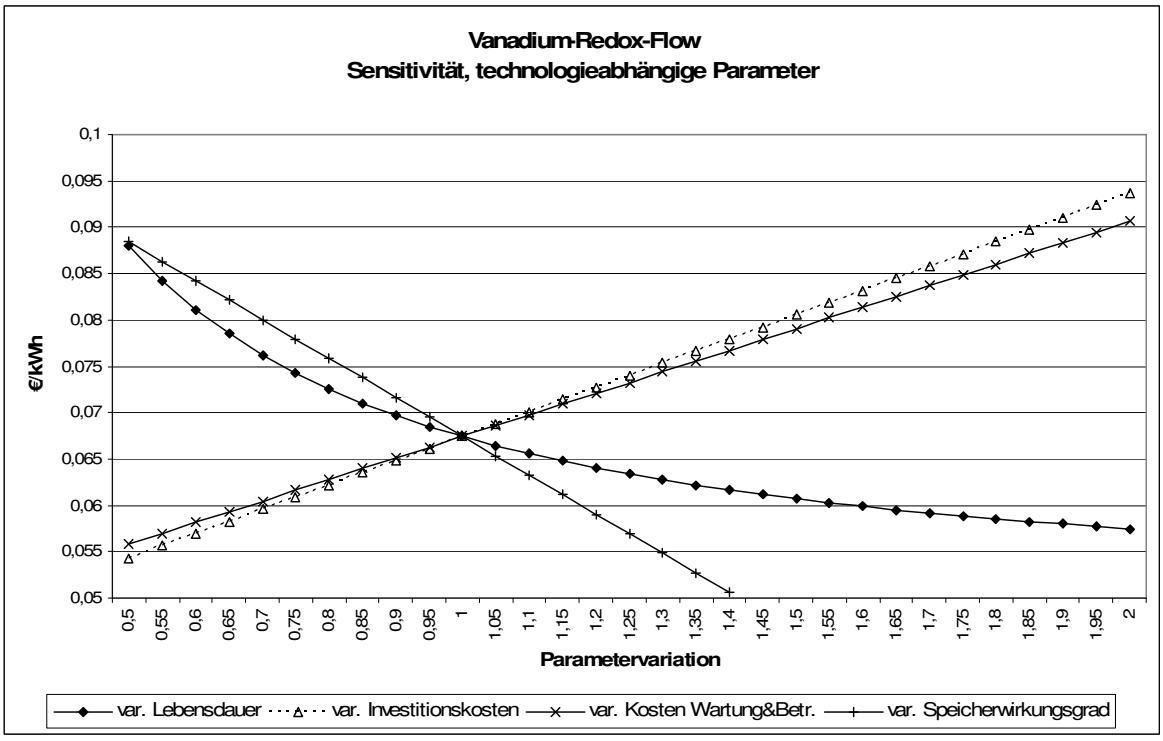

Abb. 0-12: Sensitivitätsanalyse von Vanadium-Redox-Flow-Batterien (stark technologieabhängige Parameter)

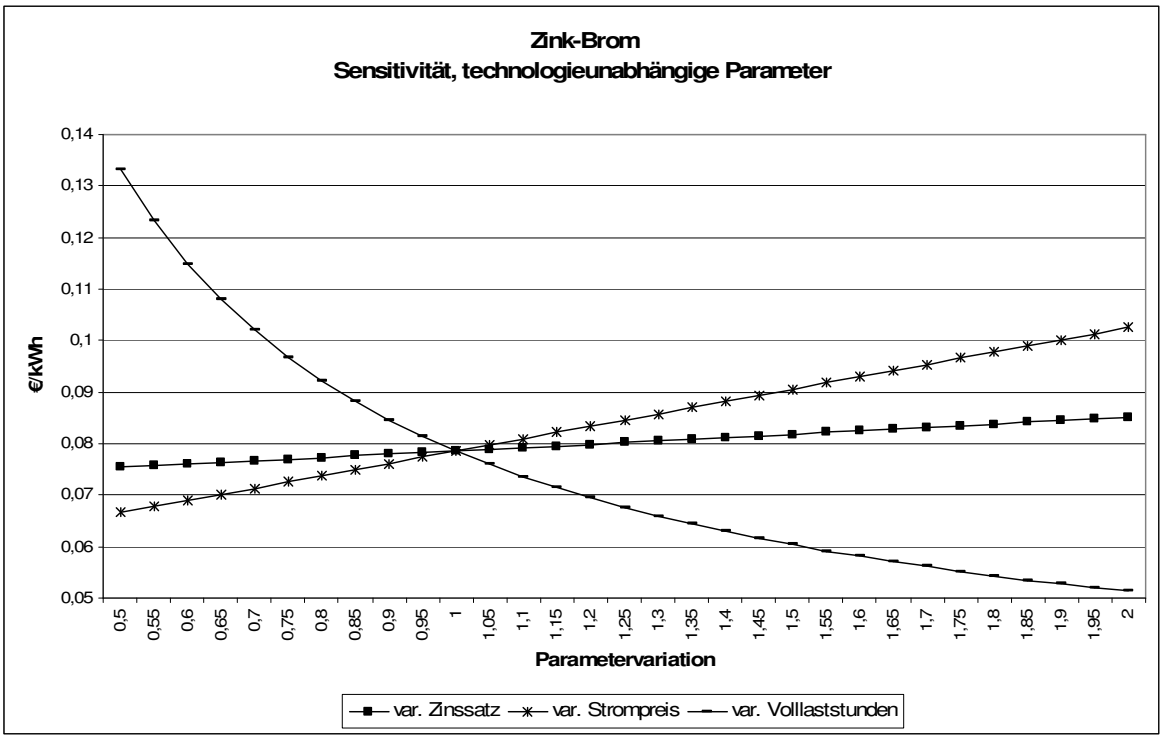

Abb. 0-13: Sensitivitätsanalyse von Zink-Brom-Redox-Flow-Batterien (schwach technologieabhängige Parameter)

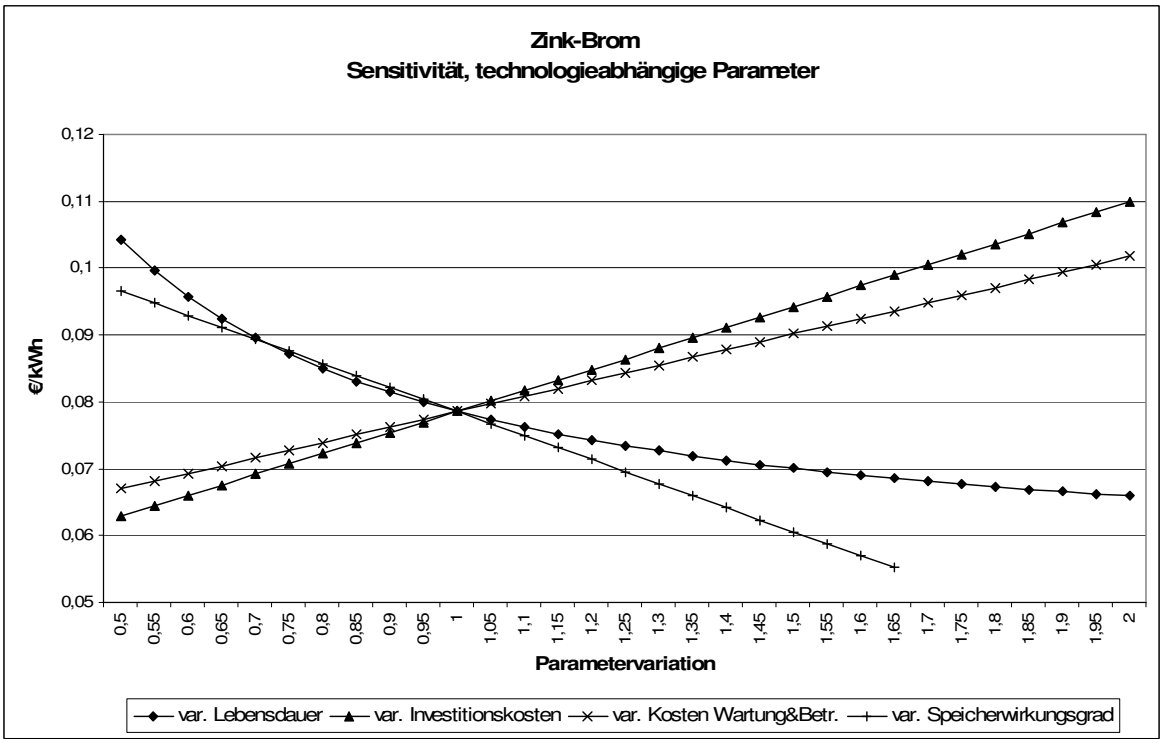

Abb. 0-14: Sensitivitätsanalyse von Zink-Brom-Redox-Flow-Batterien (stark technologieabhängige Parameter)

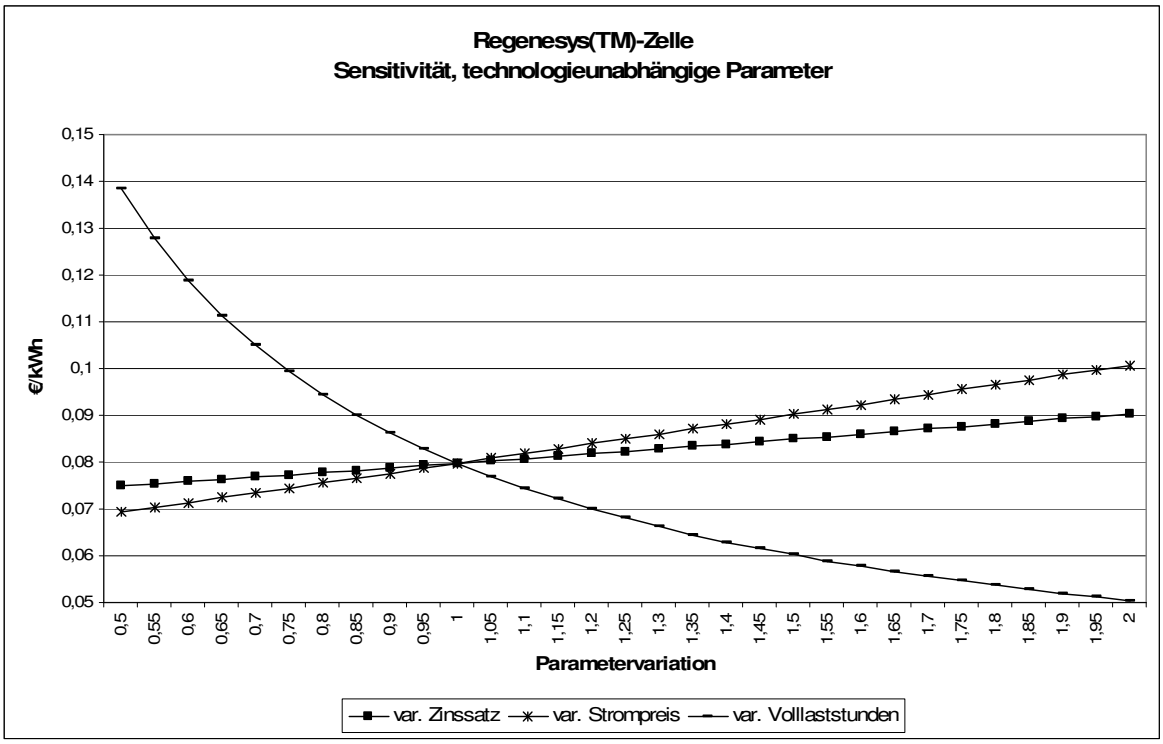

Abb. 0-15: Sensitivitätsanalyse von Natrium-Polysulfid-Redox-Flow-Batterien (Regenesys™-Zelle; schwach technologieabhängige Parameter)

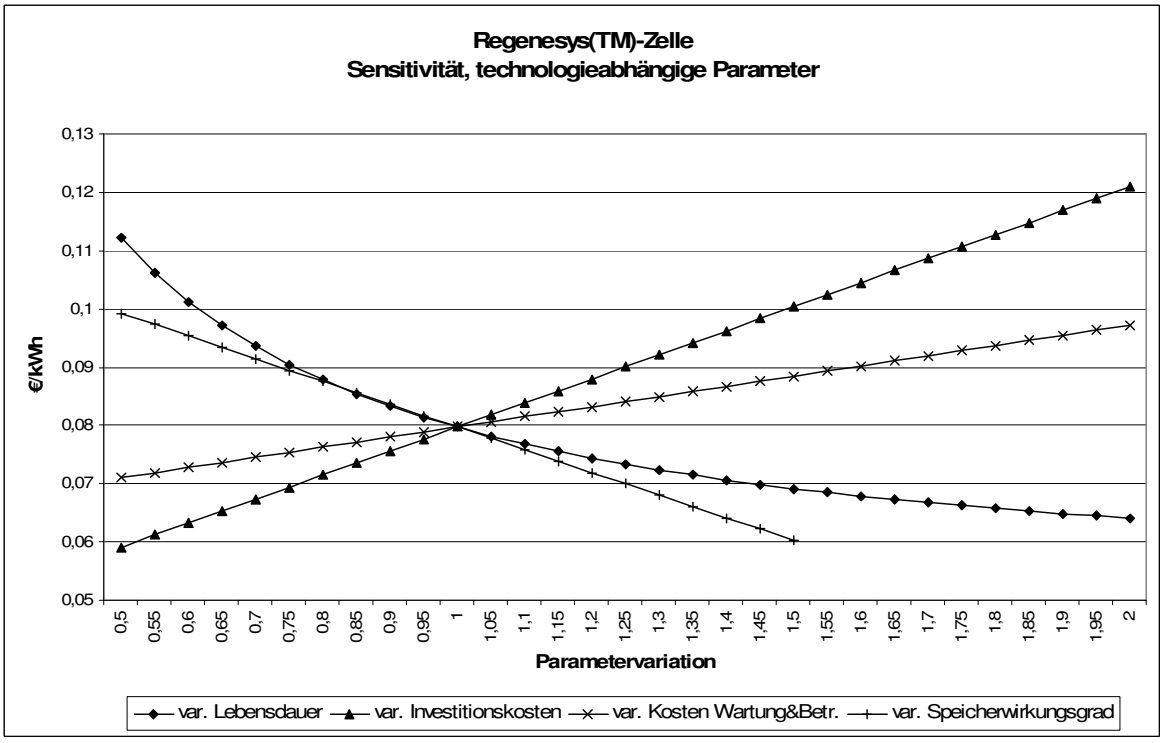

Abb. 0-16: Sensitivitätsanalyse von Natrium-Polysulfid-Redox-Flow-Batterien (Regenesys™-Zelle; stark technologieabhängige Parameter)

Anhang 2: Internetrecherche

Allgemeine Literatur zum Thema	*Alsema* Eric, *Patyk* Andreas: “Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D strategy” INVESTIRE-Network, 2003
	APS Physics: ”Challenges of Electricity Storage Technologies. A Report from the APS Panel on Public Affairs Committee on Energy and Environment”, 2007
	Australian Government, Department of the Environment and Heritage: “Advanced Electricity Storage Technologies Programme. Energy Storage Technologies: a review paper”, 2005
	Bamberger Yves: “Electricity networks and Electricity storage”, 2006
	Berry Gene: “Present and Future Electricity Storage for Intermittent Renewables”, o.J.
	Beurskens L.W.M., *de Noord* M., *Wals* A.F.: „Analysis in the Framework of the INVESTIRE-Network. Economic performance of storage technologies”, 2003
	Bolund Björn, *Lundin* Urban, *Leijon* Mats: “EUSUSTEL WP3 Report [Storage]”, 2006
	Cole Stijn, *van Hertem* Dirk, *Meeus* Leonardo, *Belmans* Ronnie: „Energy storage on production and transmission level: a SWOT analysis“. Katholieke Universiteit Leuven, 2006
	Hall Peter J., *Bain* Euan J.: “Energy-storage technologies and electricity generation”, o.J.
	Heyder Bernhard: Speichersysteme für eine moderne Energieversorgung”, 2007
	Howell David: „Progress Report for Energy Storage Research and Development. Energy Efficiency and Renewable Energy”, US Department of Energy, 2006
	Hunwick Richard: “The economics of electricity storage”, Energy storage symposium, Sydney, 2005
	International Energy Agency: “Energy Conservation through Energy Storage Programme”, 2005
	van der Linden Septimus: “The Commercial World of Energy Storage: A Review of Operating Facilities (under construction or planned)”, 1st Annual Conference of the Energy Storage Council, Houston, 2003
	Makansi Jason, *van der Linden* Septimus: “Energy Storage. Why so few pay attention (and what we can do about it)“, EESAT, 2005
	Mariyappan Jay, *Hemmi* Kyle, *Black* Mary, *Štrbac* Goran, *Bates* Jonathan: “Cost and Technical Opportunities for Electricity Storage Technologies” GreenNet, 2004.
	Mariyappan Jay, *Black* Mary, *Štrbac* Goran, *Hemmi* Kyle: “Pushing a Least Cost Integration of Green Electricity into the European Grid. Cost and Technical Opportunities for Electricity Storage Technologies”, GreenNet, Work Package 3 Report, 2004.
	McDowall Jim: “Battery Solutions – Energy vs. Power”

		McDowall Jim: “Implementation of Storage with Renewables – Industry Status”, First International Renewable Energy Storage Conference, 2006
		Nourai Ali: “Comparison of the Costs of Energy Storage Technologies for T&D Applications”, o.J.
	Allgemeine Literatur zum Thema (Fortsetzung)	*Orlik* Gerald: “Energiespeichersysteme Heute und in Zukunft – Ein Überblick”, 2003
		Peek Georgianne H.: „Energy Storage Technologies for Distributed Energy Ressources and Other Electric Power Systems“, Sandia National Laboratories, 2003
		Price Anthony, *Thijssen* Gerard, *Symons* Phil: “Electricity Storage, A Solution in Network Operation?”, Distributech Europe, 2000
		Roberts Brad: “High Power, Short Duration Energy Storage Systems”, IEEE Summer Meeting, 2001
		Ruddell Alan: “Storage and Fuel Cells”, EPSRC SuperGen Workshop, Cambridge, 2003
		Sauer Dirk Uwe: „Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung“, in: Solarzeitalter 4/2006
		Schoenung Susan: “Characteristics and Technologies for Long- vs. Short-Term Energy Storage. A Study by the DOE Energy Storage Systems Program”, 2001
		Schoenung Susan M., *Eyer* Jim: „Benefit and Cost Comparisons of Energy Storage Technologies for Three Emerging Value Propositions“, EESAT, 2005
		Schoenung Susan M., *Hassenzahl* William V.: “Long- vs. Short-Term Energy Storage Technologies Analysis. A Life-Cycle Cost Study. A Study for the DOE Energy Storage Systems Program”, 2003
		Sels T., *Dragu* C., *Van Craenenbroeck* T., *Belmans* R.: “Electrical Energy Storage Systems: Existing Systems versus Newest Systems – An Overview”, o.J.
		Sels T., *Dragu* C., *Van Craenenbroeck* T., *Belmans* R.: “New Energy Storage Devices for an Improved Load Managing on Distribution Level”, IEEE, 2001
		Tamme Rainer, *Jossen* Andreas, *Henning* Hans Martin: “Speichertechnologien für erneuerbare Energien – Voraussetzung für eine nachhaltige Energieversorgung”, FVS Jahrestagung Berlin, 2006
		Thijssen Gerard: „Electricity Storage and Renewables?“
		Tübke Jens: “Elektrische Speicher. Stand und Perspektiven der Technik”
		Wals A.F., *Hendriks* R.H.: „Economics of Energy Storage. An analysis of the administrative consequences of electricity storage”, 2004
Dir. Sp.	Super-konden-sator	*Bodach* Mirko, *Mehlich* Heiko: „Zuverlässigkeitsaspekte bei der Anwendung von Supercaps“, IEEE Meeting Chemnitz, 2006
		Bodach Mirko, *Mehlich* Heiko, *Hiller* Werner, *Hartig* Ralf: „Doppelschichtkondensatoren für regenerative Energiesysteme“, 2003

			Gräser Daniel, *Schmid* Christoph: „Supercap. Grundlagen – Eigenschaften – Anwendungen“, Berner Fachhochschule, 2000
			Hahn M., *Baertschi* M., *Barbieri* O., *Sauter* J.-C., *Kötz* R.: „Kapazität und elektronische Leitfähigkeit von Aktivkohle-Doppelschichtelektroden“, Paul Scherrer-Institut, o.J.
			Härri V., *Eigen* S., *Zemp* B., *Carriero* D.: „Kleinbus ‚TOHYCO-Rider' mit SAM-Superkapazitätenspeicher“, 2003
			Kötz R., *Bärtsch* M., *Hahn* M., *Schnyder* B.: „Bipolarer elektrochemischer Doppelschichtkondensator mit hoher Leistungsdichte", Paul Scherrer-Institut, o.J.
			Lemofouet S., *Rufer* A.: „Hybrid Energy Storage Systems based on Compressed Air and Supercapacitors with Maximum Efficiency Point Tracking”, École Polytechnique Fédérale de Lausanne, o.J.
			Siemens: „SITRAS SES. Das Energiespeichersystem für den Nahverkehr”, Produktinformation, o.J.
	Supraleitung		*Akhil* Abbas A., *Butler* Paul, *Bickel* Thomas C.: „Battery Energy Storage and Superconducting Magnetic Energy Storage for Utility Applications: A Qualitative Analysis“, SANDIA Report SAND93-2477 | UC-212, 1993
			Fagnard J.-F., *Crate* D., *Jamoye* J.-F., *Laurent* Ph., *Mattivi* B., *Cloots* R., *Ausloos* M., *Genon* A., *Vanderbemden* Ph.: “Use of a High-Temperature Superconducting Coil for Magnetic Energy Storage”, 7th European Conference on Applied Superconducting
			Juengst Klaus-Peter: “Was kann die Supraleitung im Energiebereich leisten?”
Indirekte Speicherung	mechanische Speicherung	Druckluftspeicherkraftwerk (CAES)	*Barth* Hans-Jörg, *Kentschke* Tino: „Druckluft als Energieträger für die Spitzenlast-Stromerzeugung“, in: TU Contact 11 (2002), Clausthal, 2002
			Bauer S.J., *Lee* M.: „CAES Monitoring to Support RMRCT“, Sandia National Laboratories, 2004
			Bradshaw Dale T.: “Pumped Hydroelectric Storage (PHS) and Compressed Air Energy Storage (CAES)”
			Crotogino Fritz: “Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerke / Geplanter Einsatz beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion und aktuellem Strombedarf”
			Crotogino Fritz: „Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerke zum Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion“, Universität Hannover, 2005
			Crotogino Fritz: „Einsatz von Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerken beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion mit aktuellem Strombedarf“
			Kentschke Tino, *Barth* Hans-Jörg: „Druckluftspeicherung“, Clausthal-Zellerfeld,o.J.
			Klöckl B., *Macharey* U., *Smolka* T.: “Analyse von Druckluftspeicher-technologien zur Vergleichmäßigung der Stromerzeugung von on- und offshore Windenergieanlagen“
			Lemofouet S., *Rufer* A.: „Hybrid Energy Storage Systems based on

			Compressed Air and Supercapacitors with Maximum Efficiency Point Tracking", École Polytechnique Fédérale de Lausanne, o.J.
			Meyer Franz: „BINE Informationsdienst. Projektinfo 05/07"
			Penninger Antal, *Czinkóczky* Botond, *Véer* Timót: „Moderne Spitzenlastkraftwerkanlage mit Preßluftenergiespeicherung von 500 MW", in: Periodica Polytechnica Vol. 43, No. 1, 19-28 (1999)
			Schulz Markus: „Druckluftspeicher aus Faser-Kunststoff-Verbunden in modularer Bauweise", Dissertation, TU Darmstadt, 2004
		PSP	*Wagner* Eberhard: „Inwiefern haben Pumpspeicher-Kraftwerke eine Bedeutung für die Sicherheit der Stromversorgung?"
		Schwungradspeicher	*Boyes* John D., *Clarc* Nancy: „Flywheel Energy Storage and Super Conducting Magnetic Energy Storage Systems", IEEE, 2000
			von Burg Peter: „Schnelldrehendes Schwungrad aus faserverstärktem Kunststoff", Dissertation, ETH Zürich, 1996
			DISPOWER Project Highlight No. 7: „URENCO (UPT) High Speed Flywheel"
			Fiske O.J., *Ricci* M.R.: "Third Generation Flywheels For High Power Electricity Storage"
			Habel Dietrich: "Energiespeicher für Stadtbahnfahrzeuge. Strom- und Investitionskosten gespart", in: News 03, Das Industriekundenmagazin der RWE, Dezember 2002
			Johnson Phil: „Superconducting Flywheel Development", DOE Energy Storage Systems, 2006
			Lehmann Jürgen: „Eberswalde: Obus 029 erhält einen Schwungrad-speicher als Hilfsmotor", in: Neues vom O-Bus. Berichte von den Trolleybusbetrieben in und um Deutschland, Nr. 66, Okt. 2006
			Post Richard F.: „A Flywheel Technology for Bulk Storage", California Wind Energy Collaborative Forum, 2005
			Post Richard F.: "The Electromechanical Battery: The New Kid on the Block", 1st Annual Symposium on Coupling Technology to National Needs, Albuquerque, 1993
			RWE Piller Premium Power Systems: "Effizienzsteigerung einer 250 kWp Solaranlage durch Energie-Zwischenspeicherung in Schwungmassen-Energiespeichern"
			RWS Railway Service GmbH: „RWS baut Schwungmassenspeicher in Eberswalder Oberleitungsbus ein", Pressemitteilung 2/2006
	chemische Speicherung	Akkumulatoren	*Boulanger* Pascal, *Perrin* Marion: "Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D Strategy. INVESTIRE-Network, Storage Technology Report ST5: Electrolyser, Hydrogen Storage and Fuel Cell", 2003.
			CEC Energy Storage Workshop 2005: "Overview of NAS Battery for Load Management"
			Dahlen Magnus: "Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D Strategy. INVESTIRE-Network, Nickel Batteries", 2003.

			DISPOWER Project Highlight No. 18: “Energy Storage for Distributed Generation. ZEBRA™ Battery for stationary applications”
			DISPOWER Project Highlight No. 30: “Design, development and testing of a lead-acid battery for short-term storage applications”
			EPRI Electric Power Research Institute: “Stationary Sodium Sulfur (NaS) Battery, 2006
			Galloway R.C.: ZEBRA Battery – Material Cost, Availability and Recycling”, 2003
			Haluschack Bernhard: “Aktuelle und zukünftige Akkutechnologien”
			Jossen Andreas, *Garche* Jürgen: INVESTIRE Thematic Network. Lithium Batteries, Draft Version 18/09/2003.
			Kamibayashi Makoto: „Advanced Sodium-Sulfur (NaS) Battery System“
			Kishinevsky Yan: “Long Island Bus Sodium Sulfur (NaS) Battery Storage Project”, EESAT, 2005
			Lailler Patrick: Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D Strategy. INVESTIRE-Network, Lead Acid Systems Storage Technology Report, 2003.
			Ohms Detlef: “Alkalische Batteriesysteme für die Energiespeicherung”
			Rahner Dietmar: „Lithiumsysteme – Einsatzbereiche und Perspektiven“
			Rolls-Royce Power Engineering: „ZEBRA Battery Fact Sheet“, 2002
			RWS Railway Service GmbH: „RWS rüstet Eberswalder Oberleitungs-bus mit Kombispeichersystem aus“, Pressemitteilung 1/2007
			Swaminathan Shiva, *Miller* Nicole F., *Sen* Rajat K.: “Battery Energy Storage Systems Life Cycle Costs Case Studies”, Contractor Report SAND98-1905, Sandia National Laboratories, 1998
			Symons Philip C.: “Energy Storage Technologies: High Temperature Batteries”, IEEE, 2000
			Tassin Noëlle: Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D Strategy. INVESTIRE-Network, Redox Systems Report, 2003
			Tilley Roger, *Galloway* Roy: “Design Changes to Improve the Specific Energy of the ZEBRA Battery”, EVS 18, Berlin, 2001
			Wagner Rainer: “Neue Entwicklungen und Anwendungen der Bleibatterie”
		Redox-Flow-Batterien	*ABB Advanced Power Electronics*: „Little Barford Power Station, Regenesys-Plant, United Kingdom“
			Asgeirsson Hawk: “Zinc Bromine Flow Battery at Detroit Edison Utility Application”, California Energy Commission Workshop, 2005
			Bourne Colin: “The Zinc Bromine Battery for Renewable Energy Applications”
			DISPOWER Project Highlight No. 6: “Energy Storage for Distributed Generation: SUMITOMO Vanadium Redox Flow Battery (VRB)”
			dti “Regenesys Utility Scale Energy Storage”, 2004

			Jossen Andreas, *Sauer* Dirk Uwe: “Advances in Redox-Flow-Batteries”, First International Renewable Energy Storage Conference, Gelsenkirchen, 2006
			Parry Rob: “Deep-Discharge Zinc-Bromine Battery Module Offers Megawatts Capacity”
			Shirasaki K., *Yamamura* T., *Shiokawa* Y., *Satoh* I.: “Uranium redox-flow battery”
			Yamamura T., Yano T., Shiokawa Y., Satoh I.: “Energy efficiency of Vanadium redox-flow battery: Dependence on Concentration and Charge Density”, in: SEI Technical Review Number 50, June 2000
		Wasserstoff und Brennstoffzellen	*Aceves* Salvador M., *Weisberg* Andrew, *Espinosa-Loza* Francisco, *Perfect* Scott, *Berry* Gene: “Advanced Concepts for Containment of Hydrogen and Hydrogen Storage Materials”, DOE Hydrogen Program, FY 2005 Progress Report
			Aebli Tanja: “Zukunftsenergie Wasserstoff?”, in: Universitas Friburgensis, Dez. 2004
			Amos Wade A.: „Costs of Storing and Transporting Hydrogen“, National Renewable Energy Laboratory, 1998
			Arndt Ulli, *Hauptmann* Frank, *Kraus* Dietmar, *Richter* Stefan: “Brennstoffzellensysteme für portable und stationäre Kleingeräte. Technikbewertung und Potenziale“, 2003
			Blackman James Michael: High Pressure Hydrogen Storage on Carbon Materials for Mobile Applications. Thesis submitted to the University of Nottingham for the degree of Doctor of Philosophy, April 2005.
			Brauner Günther: “Regenerative Wasserstofferzeugung aus Wind-energie und dezentrale Energieversorgung“, TU Wien, 2004
			Bünger Ulrich: „Entwicklungsstand und –perspektiven von Wasserstoffspeichern für mobile und portable Anwendungen“, Essen, 2001
			Doty F. David: „A Realistic Look at Hydrogen Price Projections“, 2004
			Dubno Walter, *Geving* Brad: “Low Cost, High Efficiency, High Pressure Hydrogen Storage”, DOE Hydrogen Program, FY 2006 Annual Progress Report
			IPA Energy Consulting: “Hydrogen Technology Systems. Report to The Scottish Executive”, November 2005
			Ko Jui, *Newell* Ken, *Geving* Bradley, *Dubno* Walter: “Low Cost, High Efficiency, High Pressure Hydrogen Storage”, DOE Hydrogen Program, FY 2005 Progress Report
			Kumar Romesh: “Hydrogen Storage Systems Analysis Meeting March 29, 2005. Summary Report”
			Kumar Romesh, *Yuzugullu* Elvin: „Hydrogen Storage Systems Analysis Working Group Meeting 2007. Summary Report“, 2007
			Linnemann Jörg: “Kosten der H2-Erzeugung aus Wind-Energie”, 93. Bunsen-Kolloquium, Schwerin, 2005
			Lovins Amory B.: „Twenty Hydrogen Myths“, 2003

			Maloney Kevin, *Dopp* Robert: "Highly Efficient Hydrogen Generation via Water Electrolysis Using Nanometal Electrodes", 2006
			Müller Jens: "Brennstoffzellen für elektrische Kleingeräte – mit Methanol oder mit Wasserstoff?"
			Pile Donald, *Ingersoll* David: „High Efficiency Electrolysis Materials Research", Sandia National Laboratories, 2004
			Rambach G.D.: "Hydrogen Transport and Storage in Engineered Glass Microspheres", Sandia National Laboratories, 1994
			Riestenberg Brian: "Hydrogen Storage in Carbon Nanotubes. For the Purpose of Pollution Free Vehicular Fuel Cells and Secondary Batteries", 2002
			Riis Trygve, *Sandrock* Gary, *Ulleberg* Øystein, *Vie* Preben S. J.: "Hydrogen Storage – Gaps and Priorities", 2005
			Salchenegger Stefan: "Abschätzung der Emissionen von wasserstoff- und brennstoffzellenbetriebenen Fahrzeugen", Umweltbundesamt, Wien, 2006
			Schwärzer Manfred, *Eichinger* Martin, *Kraus* Dietmar: „Einsatz von BZ-APU in Bussen. Machbarkeitsstudie zum Einsatz von Brennstoffzellen-Auxiliary Power Units (BZ-APU) in Bussen"
			Shelby James E., *Hall* Mathew M.: „A Radically New Method of Hydrogen Storage in Hollow Glass Microsperes"
			Simader Günter R.: "Brennstoffzellen-Systeme. Energiekonverter für das 21. Jahrhundert", Linz, 1999
			Warner Mark J.: „Low Cost, High Efficiency, High Pressure Hydrogen Storage", DOE Review, 2005
			Zidan Ragaiy: "Doped Carbon Nanotubes for Hydrogen Storage", Savanna River Technology Center
Ökologische und energetische Aspekte			*Denholm* Paul: "Improved Accounting of Emissions from Utility Energy Storage System Operation"
			Denholm Paul, *Kulcinski* Gerald: "ECW Report Number 223-1. Net energy balance and greenhouse gas emissions from renewable energy storage systems", 2003
			Gagnon Luc: "Greenhouse Gas Emissions", 2003
			Gagnon Luc: "Energy Payback Ration", 2005